

MODELACIÓN ENERGÉTICA DE UN SISTEMA DE BOMBEO SOLAR
FOTOVOLTAICO PARA ZONAS RURALES

DAIRO MIGUEL RUIZ LOGREIRA



UNIVERSIDAD DE LA COSTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA
BARRANQUILLA

2021

**MODELACIÓN ENERGÉTICA DE UN SISTEMA DE BOMBEO SOLAR
FOTOVOLTAICO PARA ZONAS RURALES**

DAIRO MIGUEL RUIZ LOGREIRA

Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero Eléctrico

Tutor del proyecto:

ING. JOHN WILLIAN GRIMALDO GUERRERO Ms.C.

Cotutor:

ING. JORGE IVAN SILVA ORTEGA Ms.C.

UNIVERSIDAD DE LA COSTA

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA ELÉCTRICA

BARRANQUILLA

2021



CORPORACION UNIVERSIDAD DE LA COSTA, CUC
FACULTAD DE INGENIERIA
ACTA DE APROBACIÓN DE TRABAJO DE GRADO

Por medio de la presente se da aprobación al Trabajo de Grado evaluado por los jurados: **Ph. D. CARLOS AMARIS CASTILLA** como PTC de ingeniería Eléctrica e **Ing. SERGIO DAVID DIAZ PEREZ** como PTC de Ingeniería Eléctrica, presentado por los estudiantes que se mencionan a continuación:

TÍTULO DEL TRABAJO DE GRADO	ESTUDIANTE (S)	IDENTIFICACIÓN	ASESOR
Modelación Energética De Un Sistema De Bombeo Solar Fotovoltaico Para Zonas Rurales	Dairo Miguel Ruiz Logreira	C.C.1.143.447.279	John William Grimaldo Guerrero Jorge Iván Silva Ortega

APROBADO ☒

APLAZADO ☐

NOTA: 4,79

MERITORIO ☐

LAUREADO ☐

Se firma la presente en la ciudad de Barranquilla, a los **26 días del mes de marzo de 2021.**

Eliana Noriega A.

M. Sc. ELIANA NORIEGA ANGARITA

Directora Programa
Ingeniería Eléctrica

Carlos Amaris

Ph. D. CARLOS AMARIS CASTILLA

Jurado Evaluador 1

Sergio David

Ing. SERGIO DAVID DIAZ PEREZ

Jurado Evaluador 2

Nota de aceptación

Presidente del jurado

Jurado 1

Jurado 2

Dedicatoria

Dedicado a Dios, a mis padres, a mis abuelos; especialmente a mi recién fallecido abuelo Abel Ruiz Berdugo, a mis familiares en general y a mis amigos, que siempre han creído en mí y me han apoyado en los momentos más difíciles a lo largo del camino de este anhelo de ser Ingeniero Eléctrico.

Dairo Miguel Ruiz Logreira.

Agradecimientos

Agradezco principalmente a Dios por ser mi guía y coach y a la virgen María, que me han ayudado a salir ganador en cada momento decisivo durante este camino de llegar a ser Ingeniero Eléctrico.

A mis tutores John William Grimaldo y Jorge Iván Silva Ortega por la dirección durante el desarrollo de este trabajo, por brindarme de su conocimiento y experiencia para alcanzar esta meta dando su apoyo y ayuda para lograr hacer realidad este proyecto de grado.

A todas las personas en general que me dieron su apoyo y colaboración para este trabajo de grado.

Dairo Miguel Ruiz Logreira.

Resumen

En el presente trabajo de investigación se desarrollará la modelación energética de un sistema de bombeo fotovoltaico para zonas rurales, tomando como caso de estudio el corregimiento de Aguada de Pablo, Atlántico.

En el documento se encontrará el diseño, dimensionamiento y selección de componentes del sistema de bombeo y el sistema solar fotovoltaico, así como la estrategia de control, operación y mantenimiento de estos y la evaluación de costo-beneficio del proyecto.

Se realizaron simulaciones en el software HOMER Energy con la finalidad de evaluar el rendimiento técnico-económico, así como el correcto funcionamiento del sistema, de modo que se pueda validar de forma efectiva su viabilidad y aplicabilidad.

Palabras clave: Bombeo, Energía, Generación, Solar, Control, Operación, Mantenimiento, Evaluación, Modelación, Energética, NPC, LCOE.

Abstract

In this research work, the energy modelling of a photovoltaic pumping system for rural areas is developed, taking as a case study the village of Aguada de Pablo, Atlántico.

In the document you will find the design, sizing and selection of components of the pump system and the solar photovoltaic system, as well as the strategy of control, operation and maintenance of these and the cost-benefit evaluation of the project.

Simulations were carried out in the HOMER Energy software in order to evaluate the technical-economic performance, such as the correct one of the system, so that it can effectively validate its purpose and applicability.

Keywords: Pump, Energy, Production, Solar, Control, Operation, Maintenance, Evaluation, Modelling, Energetic, NPC, LCOE.

Contenido

Dedicatoria	5
Agradecimientos.....	6
Resumen	7
Abstract	8
Contenido	9
Lista de tablas y figuras.....	13
Introducción.....	16
Capítulo 1. Aspectos generales del proyecto.....	20
1.1 Planteamiento del problema	20
1.2 Objetivos.....	21
1.2.1 Objetivo general.....	21
1.2.2 Objetivos específicos.	21
1.3 Justificación	21
1.4 Alcance y limitaciones.....	22
Capítulo 2. Estado del arte	23
Capítulo 3. Marco teórico.....	37
3.1 APV	37
3.2 Sistemas de bombeo PV	43
3.3 Procedimiento detallado para el dimensionamiento de una bomba de agua	47
3.3.1 Requerimiento hídrico.....	47

3.3.2 Descripción general del sistema de bombeo.	48
3.3.3 Presión hidrostática.	50
3.3.4 Determinación del tipo de flujo.	50
3.3.5 Cabeza neta de la bomba.	51
3.3.6 Potencia de la bomba	52
3.3.7 Potencia de la bomba.	52
3.4 Procedimiento detallado para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.....	52
3.4.1 Caracterización de la locación.	53
3.4.2 Cálculo de la posición del sol.	53
3.4.3 Condiciones de instalación de los módulos fotovoltaicos.	55
3.4.4 Recurso solar disponible y otras variables meteorológicas.	55
3.4.5 Requerimiento de corriente.	56
3.4.6 Dimensionamiento del banco de baterías.....	57
3.4.7 Dimensionamiento del generador fotovoltaico.	58
3.4.8 Resistencia mínima de la estructura de soporte.	61
3.4.9 Distancia entre módulos solares en superficie horizontal.	61
3.4.10 Distancia entre un cuerpo proyector de sombra y los módulos solares en superficie horizontal.	61
3.4.11 Cálculo de la sección y/o calibre de los conductores eléctricos..	62
3.4.12 Cálculo de protecciones eléctricas.	65
3.4.13 Producción de energía anual del sistema fotovoltaico.	67

3.5 Procedimiento detallado para el dimensionamiento del sistema del puesta a tierra (SPT)	68
3.5.1 Malla del sistema de puesta a tierra.	68
3.5.2 Apantallamiento contra descargas atmosféricas.	75
3.6 Aspectos de la modelación y/o evaluación energética para sistemas de bombeo: economía y energía.....	79
3.6.1 Flujo de caja.	79
3.6.2 NPC.....	79
3.6.3 LCOE.	80
3.6.4 Costos operativos.	80
Capítulo 4. Metodología.....	81
4.1 Definición del caso de estudio	81
4.2 Requerimiento hídrico	82
4.3 Sistema de bombeo	82
4.4 Procedimiento de dimensionamiento del sistema fotovoltaico	84
4.5 Procedimiento de modelación energética en HOMER	87
Capítulo 5. Resultados.....	88
5.1 Sistema de bombeo y de almacenamiento de agua.....	88
5.1.1 Plan de mantenimiento del sistema de bombeo.	89
5.2 Sistema fotovoltaico y de almacenamiento de energía.....	91
5.2.1 Plan de mantenimiento del sistema fotovoltaico y de almacenamiento de energía.	94

5.3 Sistema de puesta a tierra interno y externo (SPE & SPI).....	98
5.4 Planos del sistema de bombeo fotovoltaico.....	101
5.4.1 Planos P&ID del sistema de bombeo fotovoltaico.....	101
5.4.2 Planos eléctricos del sistema de bombeo fotovoltaico.....	101
5.5 Modelación energética del sistema de bombeo fotovoltaico.....	101
5.6 Evaluación económica del sistema de bombeo fotovoltaico	104
Capítulo 6. Conclusiones.....	109
Capítulo 7. Referencias	111
Anexos.....	125

Lista de tablas y figuras

Tablas

Tabla 2.1 Artículos más relevantes sobre la APV y su aporte	24
Tabla 2.2 Proyectos de agricultura fotovoltaica en operación	29
Tabla 2.3 Legislación FNCER en Colombia.....	31
Tabla 2.4 Normas técnicas colombianas referentes a la energía solar	33
Tabla 4.5 Caracterización del cultivo.....	82
Tabla 4.6 Caracterización de la locación.....	84
Tabla 5.7 Caracterización del sistema de bombeo diseñado	88
Tabla 5.8 Ficha técnica de la bomba	89
Tabla 5.9 Ficha técnica del sensor de nivel.....	89
Tabla 5.10 Plan de mantenimiento del sistema de bombeo de agua subterránea.....	90
Tabla 5.11 Condiciones de trabajo esperadas	91
Tabla 5.12 Caracterización del sistema fotovoltaico diseñado	91
Tabla 5.13 Ficha técnica del inversor solar	92
Tabla 5.14 Ficha técnica del módulo solar.....	93
Tabla 5.15 Ficha técnica de la batería	94
Tabla 5.16 Plan de mantenimiento del sistema PV y de almacenamiento de energía	95
Tabla 5.17 Caracterización de la malla de puesta a tierra diseñada	98
Tabla 5.18 Caracterización del sistema de apantallamiento diseñado	99
Tabla 5.19 Modelación energética del sistema de bombeo PV en HOMER	101
Tabla 5.20 Itemizado de costos del proyecto APV propuesto durante su vida útil.....	104
Tabla 5.21 Itemizado de costos del proyecto para acceder al suministro de energía convencional durante 25 años.....	104

Figuras

<i>Figura 2.1.</i> Modelo esquemático original APV.	23
<i>Figura 2.2.</i> Gráfico de línea de tiempo de estudios de APV más relevantes 2010-2019.	24
<i>Figura 3.3.</i> Esquema de granja de agricultura PV.	37
<i>Figura 3.4.</i> Vista inferior de granja de agricultura PV.	38
<i>Figura 3.5.</i> Módulo PV semitransparente de celdas solares esféricas	39
<i>Figura 3.6.</i> Invernadero alimentado con paneles solares semitransparentes.	40
<i>Figura 3.7.</i> Criadero PV de peces.	41
<i>Figura 3.8.</i> Esquema de sistema PV de purificación de aguas residuales.	42
<i>Figura 3.9.</i> Diagrama esquemático de sistema de bombeo PV típico.	43
<i>Figura 3.10.</i> Tipos y clases de bombas	44
<i>Figura 4.11.</i> Delimitación del predio objetivo del proyecto.	81
<i>Figura 4.12.</i> Flujograma de dimensionamiento de bomba.	83
<i>Figura 4.13.</i> Flujograma de dimensionamiento de sistema fotovoltaico.	86
<i>Figura 4.14.</i> Flujograma de modelación energética.	87
<i>Figura 5.15.</i> Análisis de esfera rodante en estructura A.	100
<i>Figura 5.16.</i> Análisis de esfera rodante en estructura B y C.	100
<i>Figura 5.17.</i> Planos P&ID del sistema de bombeo.	101
<i>Figura 5.18.</i> Generación de potencia esperada del arreglo PV.	102
<i>Figura 5.19.</i> Estadísticas mensuales del banco de baterías.	103
<i>Figura 5.20.</i> Estadísticas horarias y mensuales del banco de baterías.	103
<i>Figura 5.21.</i> Salida de potencia esperada del inversor solar.	103
<i>Figura 5.22.</i> Análisis comparativo de inversión anual de proyecto APV propuesto vs proyecto de suministro de energía convencional.	106

<i>Figura 5.23. Análisis comparativo de inversión anual acumulada de proyecto APV</i>	
propuesto vs proyecto de suministro de energía convencional.....	106
<i>Figura 5.24. Análisis comparativo de ahorro anual de proyecto APV propuesto vs</i>	
proyecto de suministro de energía convencional.	107
<i>Figura 5.25. Análisis comparativo de ahorro anual acumulado de proyecto APV</i>	
propuesto vs proyecto de suministro de energía convencional.....	108

Introducción

Es común que la mayoría de las zonas rurales en el mundo se encuentren alejadas de los centros de desarrollo urbano e incluso que en casi la totalidad de los casos coincidan con la localización de los mayores índices de pobreza (UNESCO, 2010). Hacer frente a esta situación es en la actualidad uno de los grandes retos de los objetivos del desarrollo sostenible (ODS) de la Organización de Naciones Unidas (ONU, 2015), por medio de los cuales se busca erradicar la pobreza, el hambre, garantizar la biodiversidad y promover comunidades sostenibles. Esto, con el fin de centrar la atención a las necesidades de las zonas rurales, teniendo en cuenta su aporte fundamental a la producción alimentaria mundial. Por lo cual, es indispensable trabajar por el desarrollo de dichas regiones en un enfoque centrado en la energía y en los sistemas de producción agrícola sustentables.

La agricultura fotovoltaica o APV por sus siglas en inglés, consiste en la integración de la generación de energía por medio de la tecnología fotovoltaica (PV) y la producción agrícola en un mismo espacio o área de tierra (Weselek et al., 2019). El concepto de APV tuvo origen en Alemania del este en el año 1981, por medio de la investigación realizada por (Goetzberger & Zastrow, 1982), donde diseñaron un modelo capaz de generar energía y cultivar plantas en un mismo espacio. Lo anterior ha sido considerado un aporte a la agricultura dado que ha integrado el uso de fuentes no convencionales de energía para el fomento y desarrollo de las actividades agrícolas en las zonas rurales.

En la actualidad la APV es clasificada según su aplicación específica (Xue, 2017) y define el uso de sistemas PV en conjunto a la producción agrícola, dentro de las cuales se destacan: (1) invernaderos agrícolas PV, (2) granjas de agricultura PV, (3) criaderos PV, (4) purificación de agua PV y (5) bombeo de Agua PV.

En Colombia las actividades económicas agrícolas alcanzaron un crecimiento de alrededor del 4% respecto al producto interno bruto (PIB) del país (DANE, 2020) para el año

2019, razón por la cual en el plan nacional de desarrollo (PND) se ha establecido como uno de los objetivos, mantener el crecimiento del PIB agrícola respecto al nacional. Sin embargo, aún se requieren actividades, proyectos y políticas que permitan el desarrollo efectivo del potencial agrónomo de la mayoría de las zonas rurales del país, destacando la falta de infraestructura eléctrica adecuada y la falta de redes de distribución de aguas.

En cuanto a infraestructura eléctrica se refiere, la capacidad y la cobertura limitada de la infraestructura existente (XM, 2019) y la no continuidad en el servicio, dificultan el suministro confiable de energía eléctrica, el cual es indispensable para la exitosa aplicación de proyectos que promuevan el desarrollo y modernización agronómica de las áreas rurales, especialmente aquellas que son consideradas dentro de las zonas no interconectadas (ZNI) al sistema de transmisión nacional de energía eléctrica (STN).

Teniendo en cuenta las anteriores condiciones mencionadas de la infraestructura eléctrica y de aguas, se hace necesario implementar soluciones que garanticen las condiciones para la aplicabilidad de los proyectos que promuevan el desarrollo agronómico, como lo son la autonomía energética e hídrica. El presente proyecto busca proponer mediante la adopción del concepto de APV una modelación energética para un sistema de bombeo en zonas rurales considerando el uso de tecnología solar fotovoltaica respondiendo a una de las tendencias del uso de APV. Como caso de estudio se consideran zonas rurales del departamento del Atlántico donde existen necesidades identificadas por los organismos departamentales frente al reto de fortalecer los sistemas de riego para mejorar la producción agrícola del departamento (Gobernación del atlántico, 2016). El alcance de este trabajo de investigación está orientado hacia:

- Diseñar un sistema de bombeo que permita la implementación de la agricultura fotovoltaica.

- Proponer un sistema de alimentación basado en tecnología solar fotovoltaica para el sistema de bombeo propuesto.
- Evaluar el desempeño energético del sistema bombeo propuesto integrando la fuente no convencional de energía.

Con los resultados obtenidos de este trabajo se apunta a establecer un punto base metodológico y de referencia para la modelación energética y de rentabilidad de sistemas de bombeo de agua subterránea energizados por tecnología fotovoltaica, el cual permita su aplicabilidad en cualquier zona rural donde se cuente con una óptima disponibilidad de agua subterránea e irradiación solar.

Este documento se estructura en siete capítulos constituidos de la siguiente forma:

En el **capítulo 1** se presentan los aspectos generales del proyecto en donde se describe el planteamiento del problema, los objetivos, la justificación, los alcances y las limitaciones del proyecto.

En el **capítulo 2** se presenta una revisión del estado del arte asociado al APV, enfocado a los sistemas de bombeo impulsados por energía solar. Entre lo que se destaca la identificación de los artículos científicos relacionados más relevantes hasta la fecha y los proyectos APV más relevantes en ejecución u operación. También se presenta la legislación y normativa técnica vigente en Colombia garantes de la viabilidad del desarrollo de proyectos APV en el país.

En el **capítulo 3** se presenta el marco teórico, en el cual se describe la APV y su clasificación, los tipos de sistemas de bombeo, tipos de bombas y su aplicación, las memorias

de cálculo del sistema propuesto y los aspectos más relevantes para el desarrollo de la modelación energética.

En el **capítulo 4** se presenta la metodología bajo la cual se desarrolló la investigación, partiendo de la definición del caso de estudio, para posterior describir los procedimientos utilizados para el diseño y dimensionamiento del sistema de bombeo, el sistema solar fotovoltaico y el procedimiento general para el desarrollo de la modelación energética del sistema de bombeo para zonas rurales considerando el suministro de energía eléctrica a partir de un sistema solar fotovoltaico propuesto en la presente investigación.

En el **capítulo 5** se presentan los resultados obtenidos después de ejecutar la metodología propuesta. Dentro de los cuales se resaltan: el sistema de bombeo resultante, el plan de mantenimiento del sistema de bombeo, el sistema fotovoltaico y de almacenamiento de energía, el plan de mantenimiento del sistema fotovoltaico, el sistema de puesta a tierra, los planos del sistema, la modelación energética y la evaluación de rentabilidad del proyecto.

En el **capítulo 6** se presentan las conclusiones producto del análisis de los resultados obtenidos del diseño y modelación energética y económica del proyecto.

En el **capítulo 7** se presentan las referencias bibliográficas citadas y/o utilizadas para la validación de la información externa contenida en el proyecto.

En el **apéndice anexos** se presentan las tablas y figuras utilizadas para el desarrollo del diseño del sistema de bombeo fotovoltaico y la modelación energética.

Capítulo 1. Aspectos generales del proyecto

1.1 Planteamiento del problema

Referido a la distribución de aguas, a pesar de que el corregimiento de Aguada de pablo posee un sistema de acueducto rural y que tiene dos fuentes de abastecimiento que son dos pozos con una profundidad de 27 metros y 80 metros respectivamente (Sistema de Documentación e Información Municipal de Colombia, 2017), la cobertura del servicio es solo del 70% y se suministra en seis sectores durante dos horas al día cada 2 días, Siendo dicho suministro prioritario solo para consumo doméstico (Gobernación del Atlántico, 2016).

Esta situación ha relegado la posibilidad de abastecimiento de agua para cultivos como una idea no viable, razón por la cual se han visto obligados a que los cultivos solo sean planeados para las épocas en que se coincida con las lluvias o en algunos casos el riego de cultivos en el municipio siempre se haya realizado de manera manual cargando los recipientes con agua desde el punto de suministro hasta el sitio de riego y nunca por sistemas modernos y eficientes.

Pero ¿cómo se puede diseñar una solución energética que permita garantizar el desarrollo económico de la agricultura en zonas rurales no interconectadas del caribe colombiano, tal como el corregimiento de Aguada de Pablo?

Con el objetivo de aprovechar de forma integral los recursos naturales disponibles y como solución al interrogante planteado, se propone la aplicación de la línea de investigación y desarrollo de la agricultura fotovoltaica (APV).

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general.

Desarrollar una modelación energética de un sistema de bombeo fotovoltaico para zonas rurales.

1.2.2 Objetivos específicos.

- Diseñar un sistema de bombeo que permita la implementación de la agricultura fotovoltaica.
- Proponer un sistema de alimentación basado en tecnología solar fotovoltaica para el sistema de bombeo propuesto.
- Evaluar el desempeño energético del sistema bombeo propuesto integrando la fuente no convencional de energía.

1.3 Justificación

Con la finalidad de trabajar en pro de la aplicación de los objetivos mencionados de desarrollo sostenible de las naciones unidas, y debido a las condiciones actuales de la infraestructura eléctrica, como la capacidad y la cobertura limitada y la no continuidad en el servicio; el cual es indispensable para la exitosa aplicación de proyectos que promuevan el desarrollo y modernización agronómica de la región.

Además, que, referido la distribución de aguas, a pesar de que el corregimiento de Aguada de pablo posee un sistema de acueducto rural y que tiene dos fuentes de abastecimiento que son dos pozos con una profundidad de 27 metros y 80 metros respectivamente, la cobertura del servicio es solo del 70% y se suministra en seis sectores durante dos horas al día cada 2 días. (Sistema de Documentación e Información Municipal de Colombia, s.f.) (Fundación Promigás, 2016), Siendo dicho suministro prioritario solo para consumo doméstico. Razón por la cual el abastecimiento de agua para cultivos a partir de

dicho sistema de distribución ha resultado como una idea no viable, por lo tanto, se han visto obligados a que los cultivos solo sean planeados para las épocas en que se coincida con las lluvias o en algunos casos el riego de cultivos en el municipio siempre se haya realizado de manera manual cargando los recipientes con agua desde el punto de suministro hasta el sitio de riego y nunca por sistemas modernos y eficientes. Siendo esta una causal del no desarrollo agrónomo en la región.

Teniendo en cuenta las condiciones mencionadas acerca de la infraestructura eléctrica y de aguas, se hace necesario implementar soluciones que garanticen la modernización y el desarrollo agronómico en el corregimiento, como lo son la autonomía energética e hídrica. Por lo cual considerando que el municipio cuenta con una irradiación solar horizontal de 4,68 kWh/m²/día en el mes de menor irradiación, se plantea la modelación energética de un sistema de bombeo fotovoltaico para zonas rurales circunvecinas al embalse del Guájaro, departamento del atlántico – caso de estudio, Aguada de Pablo.

1.4 Alcance y limitaciones

El alcance del presente proyecto se centra en el diseño, dimensionamiento, análisis económico y modelación energética de un sistema de bombeo fotovoltaico por medio del software HOMER Energy.

Los datos meteorológicos utilizados para la modelación energética son tomados de bases de datos meteorológicas, debido a que no se cuenta con los recursos para las mediciones de estas en campo.

El presente proyecto se limita al desarrollo de una propuesta a partir de un caso de estudio, debido a que no se cuenta con los fondos para su realización.

Capítulo 2. Estado del arte

El uso de la tecnología fotovoltaica para aplicaciones de agricultura es una línea investigativa nueva en términos generales, que tiene como precedente inicial la investigación realizada por Goetzberger y Zastrow en 1981 en Alemania del este, en la cual propusieron un modelo que integraba un cultivo con un sistema fotovoltaico en el mismo espacio vertical, con el objetivo de generar energía eléctrica y a su vez optimizar el uso de la tierra instalando los módulos solares de forma estratégica sobre el espacio entre las filas de plantas como se puede observar en la figura 1 (Goetzberger & Zastrow, 1982).

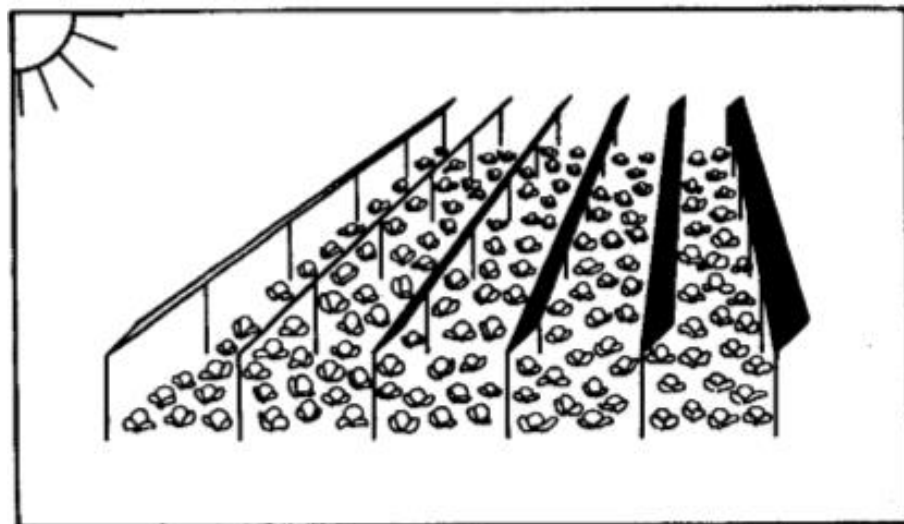


Figura 1. Modelo esquemático propuesto en (Goetzberger & Zastrow, 1982).

Esta investigación dio inicio al campo de la APV, la cual tiene como objetivo el desarrollo sostenible de la agricultura por medio del aprovechamiento y optimización del uso de los recursos naturales como lo son la tierra y la energía solar, integrando los cultivos con la tecnología fotovoltaica con la premisa de obtener mejores resultados utilizando menos recursos. (Xue, 2017).

Desde el año 1981 se han realizado diversas investigaciones relacionadas con la APV, sin embargo, en la figura 2 y la tabla 1, se describen en un orden cronológico los estudios más relevantes de los últimos 10 años con respecto a la agricultura fotovoltaica con sus respectivos autores y países de desarrollo, así como su aporte a la investigación en esta área. Esta información se obtuvo por medio de la consulta en bases de datos especializadas, específicamente Scopus.

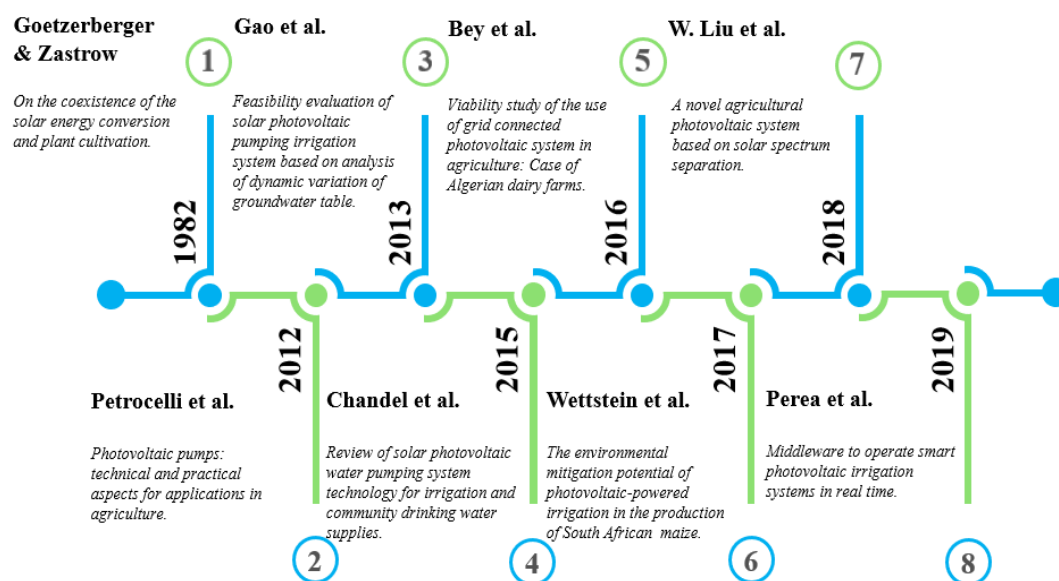


Figura 2. Gráfico de línea de tiempo de estudios de APV más relevantes 2010-2019 respecto a sus inicios.

Tabla 1

Artículos más relevantes sobre la APV y su aporte.

ARTICULO	AUTORES	PAÍS	APORTE
On the coexistence of the solar energy conversion and plant cultivation	(Goetzerberger & Zastrow, 1982)	Alemania	Modelo pionero APV
Photovoltaic pumps: technical and practical aspects for applications in agriculture	(Petroselli et al., 2012)	Italia	Modelo de bombeo de agua con bomba DC impulsada por tecnología fotovoltaica.
Feasibility evaluation of solar photovoltaic pumping irrigation system based on	(Gao et al., 2013)	China	Análisis comparativo de rentabilidad, rendimiento y eficiencia entre una bomba

<u>ARTICULO</u>	<u>AUTORES</u>	<u>PAÍS</u>	<u>APORTE</u>
analysis of dynamic variation of groundwater table			alimentada por diésel y una bomba alimentada por energía solar.
Review of solar photovoltaic water pumping system technology for irrigation and community drinking water supplies	(Chandel, Nagaraju Naik, & Chandel, 2015)	India	Revisión de las tecnologías de bombeo de agua por energía solar en la india y su rentabilidad de aplicación.
The potential of agrivoltaic systems	(Dinesh & Pearce, 2016)	USA	Simulación de un modelo basado en el propuesto por Goetzerberger y Zastrow, integrando las tecnologías actuales durante un año por medio del software PVsyst y STICS.
Economic analysis of photovoltaic (PV) powered water pumping and desalination without energy storage for agriculture	(Jones, Odeh, Haddad, Mohammad, & Quinn, 2016)	USA	Análisis económico de 3 sistemas de bombeo y desalinización en Palestina, donde se compara un sistema a Diesel, un sistema conectado a la red y un sistema fotovoltaico.
Uso de la energía solar en sistemas de producción agropecuaria: producción más limpia y eficiencia energética	(Guzmán-Hernández, Araya-Rodríguez, Castro-Badilla, & Obando-Ulloa, 2016)	Costa Rica	Desarrollo de proyecto de integración de la tecnología fotovoltaica en una industria de producción de lácteos en costa rica.
Viability study of the use of grid connected photovoltaic system in agriculture: Case of Algerian dairy farms	(Bey, Hamidat, Benyoucef, & Nacer, 2016)	Argelia	Proyecto Piloto de Irrigación e Iluminación Fotovoltaica conectado a la red en Argelia.
A novel application of stand-alone photovoltaic (SAPV) system in agriculture: Solar Powered Microner Sprayer	(Karami Rad, Omid, Alimardani, & Mousazadeh, 2017)	Iran	Diseño y simulación en Proteus de un sistema de riego basado en pequeños paneles solares conectados directamente a los rociadores de un sistema de riego.
Photovoltaic agriculture - new opportunity for photovoltaic applications in China	(Xue, 2017)	China	Propuesta de soluciones a la sobrecapacidad de energía fotovoltaica de china, dirigiendo los excedentes a aplicaciones de agricultura.

<u>ARTICULO</u>	<u>AUTORES</u>	<u>PAÍS</u>	<u>APORTE</u>
The Environmental Mitigation Potential of Photovoltaic-Powered Irrigation in the Production of South African Maize	(Wettstein, Muir, Scharfy, & Stucki, 2017)	Suiza	Evaluación del impacto técnico-económico en toda la cadena de producción del cultivo de maíz al remplazar los sistemas de riego tradicionales por riego con tecnología fotovoltaica. Desarrollo de tecnología de celdas solares esféricas, usadas para construir paneles solares semitransparentes que permiten el paso de las longitudes de ondas azules y rojas; vitales para la fotosíntesis de las plantas, y absorbe las longitudes de onda restantes para generar energía eléctrica.
A novel agricultural photovoltaic system based on solar spectrum separation	(W. Liu et al., 2018)	China	Desarrollo de un modelo híbrido PV-red para alimentar un sistema de bombeo de agua, que funciona con energía PV durante el día y la red durante la noche con el objetivo de evitar los costos por almacenamiento de energía en baterías.
A hybrid PV/utility powered irrigation water pumping system for rural agricultural areas	(Hassan & Kamran, 2018)	Australia	Modelo de evaluación costo-efectiva para el dimensionamiento de sistemas de bombeo PV aplicable en cualquier país de Latinoamérica.
A Cost-Effective Methodology for Sizing Solar PV Systems for Existing Irrigation Facilities in Chile	(Barrueto-Guzmán et al., 2018)	Chile	Propuesta de modelo entrada-salida de despacho eficiente de la energía para microredes fotovoltaicas de agricultura por medio de diferentes alternativas de almacenamiento.
An Optimization Method for Local Consumption of Photovoltaic Power in a Facility Agriculture Micro Energy Network	(Y. Wang, Niu, Yang, Wang, & Liu, 2018)	China	Análisis comparativo de rentabilidad económica de tres tipos de tecnologías de sistemas de bombeo que aprovechan la energía solar en Sudan: Parabolic Trough Pump (PTP), Concentrating Dish Pump (CDP) y Photovoltaic Pump (PVP).
Comparative assessment of the feasibility for solar irrigation pumps in Sudan	(Ali, 2018)	Canadá	Análisis comparativo energético de tres fuentes de energía para riego en marruecos y Portugal: High peak-power-hybrid photovoltaic irrigation systems (HPVIS), un
Energy and environmental performances of hybrid photovoltaic irrigation systems in Mediterranean intensive and super-intensive olive orchards	(Todde et al., 2019)	Italia	

<u>ARTICULO</u>	<u>AUTORES</u>	<u>PAÍS</u>	<u>APORTE</u>
			sistema alimentado de la red tradicional y un sistema a diésel.
A Photovoltaic Greenhouse with Variable Shading for the Optimization of Agricultural and Energy Production	(Moretti & Marucci, 2019)	Italia	Propuesta de modelo de PV greenhouse, en la cual se optimiza la producción de energía y la producción agro, variando el sombreado rotando los paneles solares.
Assessment of the Ecological Niche of Photovoltaic Agriculture in China	(L. Wang, Wang, & Chen, 2019)	China	Evaluación matemática de la relevancia de un nicho ecológico APV en China.
Barriers, Driving Forces and Non-Energy Benefits for Battery Storage in Photovoltaic (PV) Systems in Modern Agriculture	(Lane, Boork, & Thollander, 2019)	Suecia	Evaluación de posibilidades de aplicaciones de almacenamiento de energía en granjas con instalaciones fotovoltaicas en Suecia, por medio de indagaciones a propietarios y la legislación vigente.
Comparative analysis of the economic feasibility of five large-power PV irrigation systems in the Mediterranean region	(Barata Carrelo Isaac, Almeida Hogan Rita, Narvarte Luis, 2019)	España	Análisis comparativo técnico-económico de 5 sistemas PV para irrigación a orillas del Mediterráneo.
Dynamic mathematical model design of photovoltaic water pumping systems for horticultural crops irrigation: A guide to electrical energy potential assessment for increase access to electrical energy	(Chilundo, Maúre, & Mahanjane, 2019)	Mozambique	Modelo matemático para el diseño de sistemas de bombeo PV para Irrigación (PVWPSI) tomando el caso de estudio de un cultivo de 0,5 Ha de tomate en Mozambique; el cual tiene requerimientos hídricos por etapas, por lo cual se propone la redirección de la energía excedente generada a otras aplicaciones eléctricas.
Economic analysis of photovoltaic energy in irrigating lettuce crops	(Brunini, Da Silva, De Paula, & De Oliveira, 2019)	Brasil	Análisis económico comparativo de un sistema de bombeo para irrigación alimentado por la red eléctrica tradicional, por un generador Diésel o por un sistema PV para un cultivo de 1 Ha en Brasil.
Feasibility analysis and techno-economic design of grid-isolated hybrid renewable energy system for electrification of	(Elkadeem, Wang,	China	Análisis de rentabilidad entre un sistema para irrigación y agricultura híbrido solar-eólico-

<u>ARTICULO</u>	<u>AUTORES</u>	<u>PAÍS</u>	<u>APORTE</u>
agriculture and irrigation: A case study in Dongola, Sudan.	Sharshir, & Atia, 2019)		diésel vs un sistema tradicional diésel en Sudán.
Integration of greenhouse agriculture to the energy infrastructure as an alimentary solution	(Farfan, Lohrmann, & Breyer, 2019)	Finlandia	Planteamiento de la necesidad de integrar las FNCER a la producción alimentaria mundial, y la posibilidad de reutilizar las emisiones de CO2 para mejorar el rendimiento agro.
Interplay between the potential of photovoltaic systems and agricultural land use	(Dias, Gouveia, Lourenço, & Seixas, 2019)	Portugal	Metodología de evaluación sobre el uso de tierras en Portugal, con el fin de establecer las zonas permitidas por la legislación vigente para proyectos de generación PV.
Middleware to Operate Smart Photovoltaic Irrigation Systems in Real Time	(Perea et al., 2019)	España	Desarrollo de un sistema de gestión de irrigación PV en tiempo real ó RESSIM creado en Matlab, el cual sincroniza los datos de la energía solar disponible con los requerimientos hídricos del cultivo.
Multidimensional analysis of groundwater pumping for irrigation purposes: Economic, Energy and Environmental characterization for power plants integration	(Rubio-Aliaga, García-Cascales, Sánchez-Lozano, & Molina-García, 2019)	España	Análisis comparativo energético, económico y ambiental de sistema de irrigación alimentado por un sistema PV contra un sistema a Diésel y uno conectado a la red tradicional.
Photovoltaic water pumping systems for horticultural crops irrigation: Advancements and opportunities towards a green energy strategy for Mozambique	(Chilundo, Neves, & Mahanjane, 2019)	Mozambique	Planteamiento de ventajas y oportunidades de la aplicación de sistemas de bombeo PV para irrigación (PVWPSI) en Mozambique
Rehabilitation of Mauritanian oasis using an optimal photovoltaic based irrigation system	(Khatib, Saleh, Eid, & Salah, 2019)	Palestina	Propuesta de sustitución de los sistemas de irrigación tradicionales por sistemas de Bombeo PV y tanques de almacenamiento de agua optimizados, con el fin de garantizar el uso eficiente de los recursos energéticos e hídricos disponibles en los oasis de Mauritania.

<u>ARTICULO</u>	<u>AUTORES</u>	<u>PAÍS</u>	<u>APORTE</u>
Research on coupling coordination development for photovoltaic agriculture system in China	(J. Chen, Liu, & Wang, 2019)	China	Medición y evaluación comparativa de índices de desarrollo de la industria PV y la industria Agro en China.
Revolutionizing Towards Sustainable Agricultural Systems: The Role of Energy	(Zambon, Cecchini, Mosconi, & Colantoni, 2019)	Italia	Planteamiento de la necesidad de modernización del sector agro hacia una agricultura sostenible
Agrophotovoltaic systems: applications, challenges, and opportunities. A review	(Weselek et al., 2019)	Alemania	Revisión del estado del arte de la agricultura fotovoltaica a nivel mundial en 2019.

Nota: Elaboración propia.

Como se evidencia en la tabla 1, desde el año 2017 se ha presentado un gran crecimiento en cuanto a la producción de investigaciones referentes a la APV, lo cual es evidencia del impacto y la importancia del desarrollo sostenible en la actualidad. Por tal razón, su incidencia también se ha visto reflejada en el hecho que en los últimos años se han ejecutado y están en proceso de ejecución diversos proyectos de agricultura fotovoltaica. Algunos de los más destacados se pueden observar en la tabla 2.

Tabla 2

Proyectos de agricultura fotovoltaica en operación.

<u>LOCACIÓN</u>	<u>PAÍS</u>	<u>PRODUCCIÓN DE ENERGÍA (KWH(AÑO))</u>	<u>CAPACIDAD INSTALADA (KWP)</u>	<u>RASTREO SOLAR MPPT</u>	<u>PLANTAS CULTIVADAS</u>	<u>APORTE</u>
Delhi	India	Desconocida	10	NO	Maíz	Energía limpia y agricultura sostenible
Jalagaon	India	Desconocida	14,4	SI	Plátano	Energía limpia y agricultura sostenible

<u>LOCACIÓN</u>	<u>PAÍS</u>	<u>PRODUCCIÓN DE ENERGÍA (KWH(AÑO))</u>	<u>CAPACIDAD INSTALADA (KWP)</u>	<u>RASTREO SOLAR MPPT</u>	<u>PLANTAS CULTIVADAS</u>	<u>APORTE</u>
Heggelbach	Alemania	244.401	194	NO	Trigo de invierno, Hierba de trébol, Apio, Papa	Energía limpia y agricultura sostenible
Anhui	China	887.000	544	SI	Desconocido	Energía limpia y agricultura sostenible
Abruzzo	Italia	Desconocido	800	SI	Pasto, Sandía, Trigo	Energía limpia y agricultura sostenible
Castelvetro	Italia	1.890.000	1.294	SI	Trigo de invierno, Maíz	Energía limpia y agricultura sostenible
Virgilio	Italia	3.325.000	2.150	SI	Trigo de invierno, Maíz	Energía limpia y agricultura sostenible
Monticelli D' Ogina	Italia	4.842.000	3.230	SI	Trigo de invierno, Maíz	Energía limpia y agricultura sostenible
Aeropuerto Kochin	India	Desconocida	12.000	NO	Calabaza	Energía limpia y agricultura sostenible
Zhejiang	China	40.000.000	30.000	SI	Arroz	Energía limpia y agricultura sostenible
Hongdunzi	China	Desconocida	700.000	SI	Flores	Energía limpia y agricultura sostenible
Santiago	Chile	21.437	Desconocido	NO	Brócoli, Coliflor, Col rizada, Papa, Calabaza	Energía limpia y agricultura sostenible
Chiba	Japón	35.000	Desconocido	NO	Repollo, Pepino, Berenjena, Maní, Tomate, Taro, Ñame	Energía limpia y agricultura sostenible

<u>LOCACIÓN</u>	<u>PAÍS</u>	<u>PRODUCCIÓN DE ENERGÍA (KWH(AÑO))</u>	<u>CAPACIDAD INSTALADA (KWP)</u>	<u>RASTREO SOLAR MPPT</u>	<u>PLANTAS CULTIVADAS</u>	<u>APORTE</u>
Arizona	USA	Desconocido	Desconocido	NO	Repollo, Acelga, Col rizada, Tomate, Cebolla	Energía limpia y agricultura sostenible
Montpellier	Francia	Desconocido	Desconocido	Parcialmente	Pepino, Trigo duro, judías verdes, Lechuga	Energía limpia y agricultura sostenible

Nota: Elaboración propia, basada en (Weselek et al., 2019).

Como se observa en la tabla 2, los países mencionados donde se ha implementado proyectos APV, son países con una matriz energética diversificada, lo cual ha sido logrado fundamentalmente por medio de la adecuación de las políticas gubernamentales energéticas, que han proporcionado las condiciones idóneas para alcanzar la gran transición energética en que están inmersas las mencionadas naciones.

En Colombia, a partir de la promulgación de la ley 1715 de 2014, se inició la regulación de la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, tomando como objetivo la transición energética. Para este fin ha sido necesario modificar y reestructurar diversas áreas del sistema energético ya que en este punto es de vital importancia que la legislación apunte en la misma dirección de tales objetivos, por lo cual se han promulgado decretos, resoluciones, entre otras medidas trascendentales por parte de las diferentes autoridades gubernamentales, que buscan preparar el camino para una transición exitosa. En la tabla 3, se pueden observar los más importantes logros legislativos alcanzados para la introducción de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) en Colombia, así como su relevancia.

Tabla 3

Legislación FNCER en Colombia.

<u>FECHA DE PROMULGACIÓN</u>	<u>POLÍTICA</u>	<u>AUTORIDAD EMISORA</u>	<u>IMPORTANCIA Y/U OBJETIVOS</u>
13/05/2014	Ley 1715	Congreso de Colombia	Regulación de la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético colombiano.
02/12/2014	Decreto 2469	Ministerio de Energía (MinEnergía)	Lineamientos para la entrega de excedentes por autogeneración.
03/12/2014	Decreto 2492	MinEnergía	Disposiciones para la implementación de mecanismos de respuesta a la demanda.
13/03/2015	Resolución 024	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	Regulación de la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).
26/05/2015	Decreto 1073	MinEnergía	Definición de funciones y objetivos del sector administrativo del ministerio de minas y energías
05/06/2015	Resolución 0281	Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)	Definición del límite de potencia de la autogeneración a pequeña escala.
11/08/2015	Decreto 1623	MinEnergía	Modificación y adición del Decreto 1073 de 2015 a los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas No Interconectadas.
04/11/2015	Decreto 2143	MinEnergía	Adición del Decreto 1073 de 2015 a los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo III de la Ley 1715 de 2014.
03/08/2016	Resolución 1283	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MinAmbiente)	Procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables - FNCER y gestión eficiente de la energía.
11/08/2016	Resolución 1312	MinAmbiente	Establecimiento de términos de referencias para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental – EIA para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental.
26/02/2018	Resolución 030	CREG	Regulación de la autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el SIN.
13/07/2018	Resolución 1303	MinAmbiente	Modificación de la Resolución 1283 de 2016.

<u>FECHA DE PROMULGACIÓN</u>	<u>POLÍTICA</u>	<u>AUTORIDAD EMISORA</u>	<u>IMPORTANCIA Y/U OBJETIVOS</u>
14/12/2018	Resolución 703	UPME	Procedimiento y requisitos para obtener la certificación que avala los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), para obtener exclusión del IVA y la exención de gravamen arancelario que tratan los artículos 12 y 13 de la Ley 1715 de 2014.
25/05/2019	Ley 1955	Congreso de Colombia	Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022.

Nota: Elaboración propia.

También ha habido avances sustantivos en cuanto a la adopción y promulgación de normas técnicas que estipulan estándares para el desarrollo efectivo de proyectos donde se aprovechen las FNCER, como los de tipo APV. Como se puede observar en la tabla 4.

Tabla 4

Normas técnicas colombianas referentes a la energía solar.

<u>NORMA</u>	<u>PUBLICACIÓN</u>	<u>RELEVANCIA</u>
NTC 2774	1990	Energía solar: evaluación de materiales aislantes térmicos empleados en colectores solares.
NTC 3507	1993	Energía solar: instalación de sistemas domésticos de agua caliente que funcionan con energía solar.
NTC 4368	1997	Eficiencia energética: sistemas de calentamiento de agua con energía solar y componentes.
NTC 4405	1998	Eficiencia energética: evaluación de los sistemas solares fotovoltaicos y sus componentes.
GTC 108	2004	Energía solar: especificaciones para sistemas de calentamiento de agua con energía solar, destinada al uso doméstico.
GTC 114	2004	Guía de especificaciones de sistemas fotovoltaicos para suministro de energía rural dispersa en Colombia.
NTC 5291	2004	Sistemas de calentamiento solar domestico de agua (transferencia de calor de un líquido a otro).
NTC 1736	2005	Energía solar: definiciones y nomenclatura
NTC 2775	2005	Energía solar fotovoltaica: terminología y definiciones
NTC 2883	2006	Módulos fotovoltaicos de silicio cristalino para aplicación terrestre. Calificación del diseño y aprobación de tipo.
NTC 5433	2006	Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos

<u>NORMA</u>	<u>PUBLICACIÓN</u>	<u>RELEVANCIA</u>
NTC 5509	2007	Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos
NTC 5549	2007	Sistemas fotovoltaicos terrestres: generadores de potencia, generalidades y guía.
NTC 5627	2008	Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos, calificación del diseño y ensayos ambientales.
NTC 5287	2009	Baterías para sistemas solares fotovoltaicos: requisitos generales y métodos de ensayo.
NTC 5678	2009	Campos fotovoltaicos de silicio cristalino medida en el sitio de características I-V
NTC 5709	2009	Expresión analítica para los perfiles solares diarios
NTC 5710	2009	Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos productores de energía.
NTC 3322	2010	Energía solar: sellos de caucho usados en colectores solares de placa plana.
NTC 5464	2010	Módulos fotovoltaicos de lámina delgada para uso terrestre: calificación del diseño y homologación.
NTC 5513	2010	Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: medida de la característica corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos.
NTC 5759	2010	Sistemas fotovoltaicos y acondicionadores de potencia: procedimiento para la medida del rendimiento.
NTC 5818	2010	Dispositivos de control eléctrico automático para uso doméstico y análogo: requisitos particulares para reguladores de energía
NTC 5434-2	2011	Sistemas solares térmicos y componentes -colectores solares. Parte 2: métodos de ensayo.
NTC 5679	2011	Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos.
NTC 5898	2011	Monitorización de sistemas fotovoltaicos: guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
NTC 5899-1	2011	Calificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos. Parte 1: requisitos de construcción.
NTC 5899-2	2011	Calificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos. Parte 2: requisitos para ensayos.
NTC 2631	2012	Energía solar: cálculo de transmitancia y reflectancia fotométricas en materiales sometidos a radiación solar.
NTC 5930	2012	Cajas de conexiones para módulos fotovoltaicos.
NTC 5931	2012	Células solares: información de la documentación técnica y datos del producto para células solares de silicio cristalino.
NTC 5932	2012	Conectores para sistemas fotovoltaicos: ensayos y requisitos de seguridad.
NTC 5434-1	2013	Sistemas solares térmicos y componentes - colectores solares. Parte 1: requisitos generales.
NTC 5512	2013	Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos.
NTC 6016	2013	Controladores de carga de batería para instalaciones fotovoltaicas: comportamiento y rendimiento.

<u>NORMA</u>	<u>PUBLICACIÓN</u>	<u>RELEVANCIA</u>
NTC 6017-1	2013	Ensayos del rendimiento de módulos fotovoltaicos y evaluación energética. Parte 1: medidas del funcionamiento frente a temperatura e irradiancia y determinación de las características de potencia.
NTC 6035	2013	Equipos fotovoltaicos autónomos: verificación de diseño.
NTC 6036	2013	Sistemas de bombeo fotovoltaico. Calificación del diseño y medidas del rendimiento.

Nota: Elaboración propia.

Lo anterior es concordante con el enfoque que en la actualidad se ha marcado el gobierno nacional, el cual ha establecido una serie de objetivos en el PND con los cuales se busca garantizar la seguridad energética para el desarrollo del país, con un suministro eficiente a corto, mediano y largo plazo (Departamento Nacional de Planeación (DNP), 2019).

En este marco de trabajo el MinEnergía, la UPME y la CREG tendrán la tarea de trabajar para consolidar la infraestructura de transmisión eléctrica y el marco regulatorio que facilite la entrada de las FNCER en la matriz energética colombiana. Un ejemplo de ello es la interconexión eléctrica de los proyectos de energía renovable desde la península de La Guajira hacia el resto del país y el desarrollo de tecnologías que permitan su inserción en la matriz energética nacional (Departamento Nacional de Planeación (DNP), 2019).

El MinEnergía también promoverá la asignación de transferencias por generación de energía a partir de FNCER a las regiones donde dichos proyectos se realicen. Esto como apoyo al crecimiento de las regiones, su competitividad y el desarrollo sostenible con la participación de FNCER (Departamento Nacional de Planeación (DNP), 2019).

Adicionalmente, el IDEAM y la UPME se encargarán del desarrollo de mecanismos para el registro y predicción de las variables meteorológicas; la UPME y la Agencia Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) crearán una ventanilla única para los tramites de proyectos de FNCER y de gestión eficiente de la energía para acceder a beneficios, incluyendo los

tributarios. Así mismo, se revisarán los incentivos de la Ley 1715 de 2014 para asegurar su efectividad, entre otros procesos, con el fin de reducir los tiempos y costos de transacción. Además, el MinEnergía promoverá mecanismos de apoyo financiero y mejora crediticia para los proyectos de FNCER (Departamento Nacional de Planeación (DNP), 2019).

Las condiciones legislativas actuales entonces son propicias y promisorias para el desarrollo de proyectos de agricultura fotovoltaica, los cuales basados en los criterios y objetivos gubernamentales de avanzar hacia una matriz energética diversificada y sostenible, son de vital importancia para el desarrollo de las zonas rurales, de modo específico aquellas consideradas partes de las ZNI.

Capítulo 3. Marco teórico

3.1 APV

La APV se basa en integración de la generación de energía por medio de tecnología fotovoltaica y la producción agrícola en un mismo espacio (Weselek et al., 2019), en la actualidad se clasifica según la aplicación específica (Xue, 2017), donde las más destacadas son:

- **Granjas de agricultura PV:** consisten en el uso de la misma área de tierra para la agricultura y para la generación de electricidad con tecnología fotovoltaica, que tradicionalmente son módulos solares de celdas de silicio (figura 3 y 4).

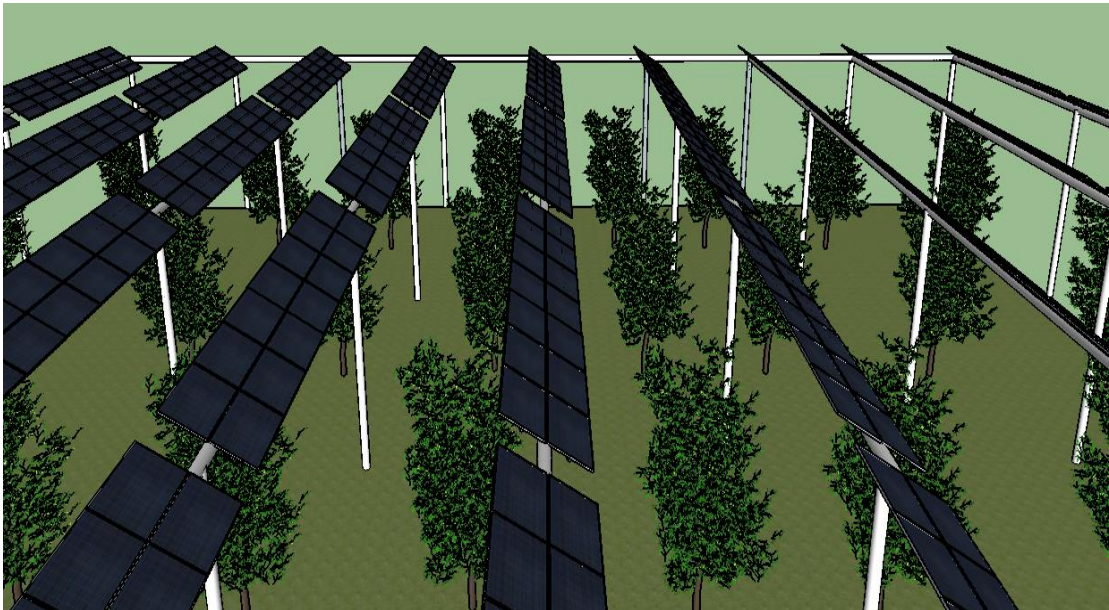


Figura 3. Esquema de granja de agricultura PV, adaptada de (W. Liu et al., 2018).

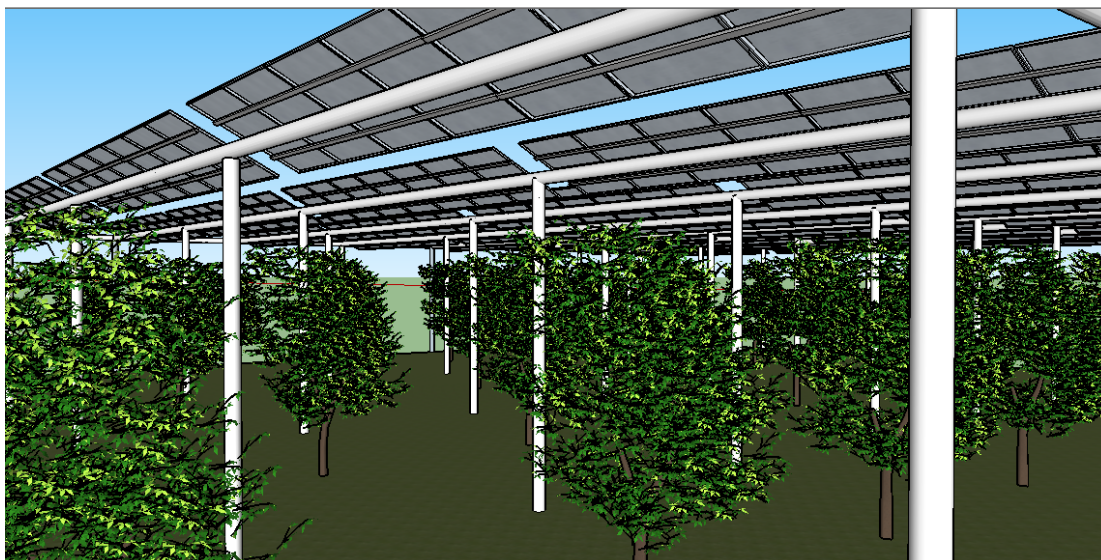


Figura 4. Vista inferior de granja de agricultura PV, adaptado de (Weselek et al., 2019).

Sin embargo, en la actualidad se han logrado grandes avances tecnológicos que han potenciado este tipo de instalaciones APV, esto por medio del uso de paneles solares especiales, los cuales dividen el rayo de luz en las diferentes longitudes de ondas, dejando pasar las longitudes de onda roja y azul; que es la luz que en realidad aprovechan las plantas para la fotosíntesis. Mientras que las componentes restantes del beam o rayo de luz son aprovechadas por las celdas que componen los módulos solares para generar energía. Este se tipo de módulos solares se basan en celdas solares esféricas y en paneles de cristales cubiertos de películas de polímero dicroicas multicapas intercaladas (figura 5) que permiten usar ciertos componentes de la luz solar para la fotosíntesis y otros para generar energía. (W. Liu et al., 2018) (M. Chen & Blankenship, 2011) (Brackett, 1990).

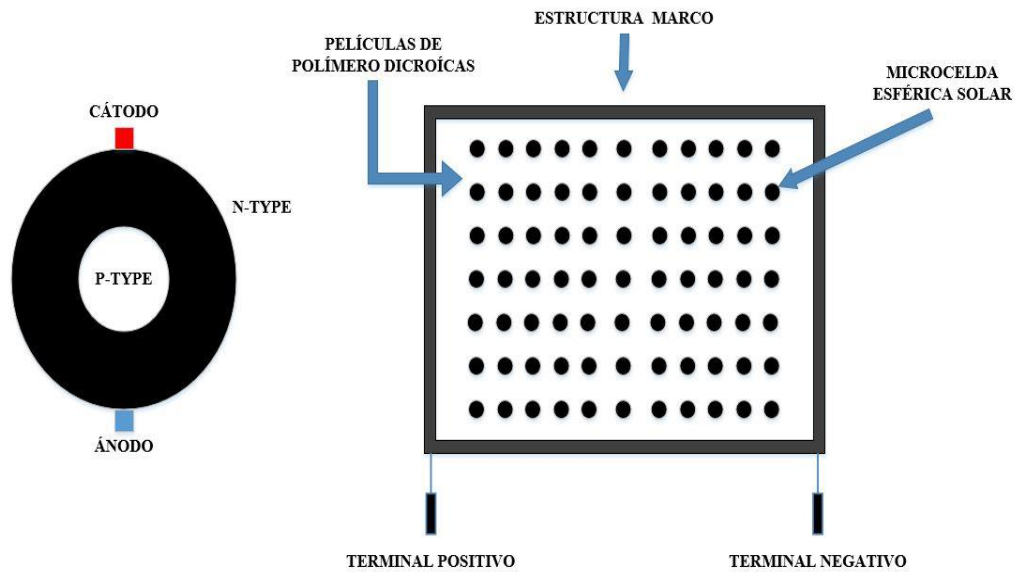


Figura 5. Módulo PV semitransparente de celdas solares esféricas, adaptada de (Yano, Onoe, & Nakata, 2014).

- **Invernaderos agrícolas PV:** se basan en el montaje de invernaderos alimentados por energía solar, donde se pueden crear ambientes artificiales para cultivar un tipo de plantación aún en las temporadas del año donde no crecen de forma natural. Esto por medio del uso de paneles solares transparentes y semitransparentes y usando películas plásticas seleccionadas que pueden proveer las longitudes de onda de luz necesarias para el crecimiento adecuado de las plantas (anexo 2). A su vez alimentan sistemas de iluminación LED internos para proporcionar la luz necesaria para el cultivo durante las horas sin sol (Hassanien, Li, & Dong Lin, 2016) (Marucci et al., 2012) (Yano et al., 2014) (Sonneveld et al., 2011).

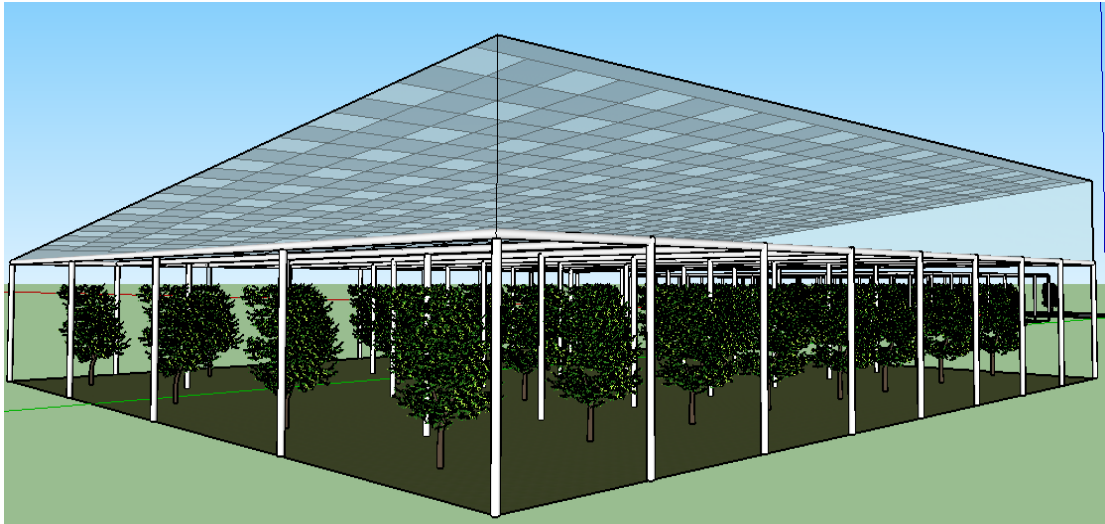


Figura 6. Invernadero alimentado con paneles solares semitransparentes, adaptada de (Hassanien et al., 2016).

- **Criaderos PV:** Consiste en la integración de sistemas fotovoltaicos en las actividades de cría de especies; lo cual se logra por medio de la instalación de módulos fotovoltaicos por encima de la superficie del agua (figura 7), resultando en un aprovechamiento eficiente del uso de la tierra (Xue, 2017). Un ejemplo de aplicación de este tipo de proyectos fue desarrollado en un criadero de zorros en Huanghuangzhuang, China. Donde se realizó el montaje e integración de una instalación fotovoltaica de 3 KW conectada a la red, obteniendo como resultado además de los ingresos económicos por venta de excedentes de energía a la red, la reducción de emisiones en 91,4 toneladas de CO₂ y 0,77 toneladas de dióxido de azufre, adicionalmente contribuyó al enfriamiento por sombreado de la estación de cría (Z. Liu, 2014).

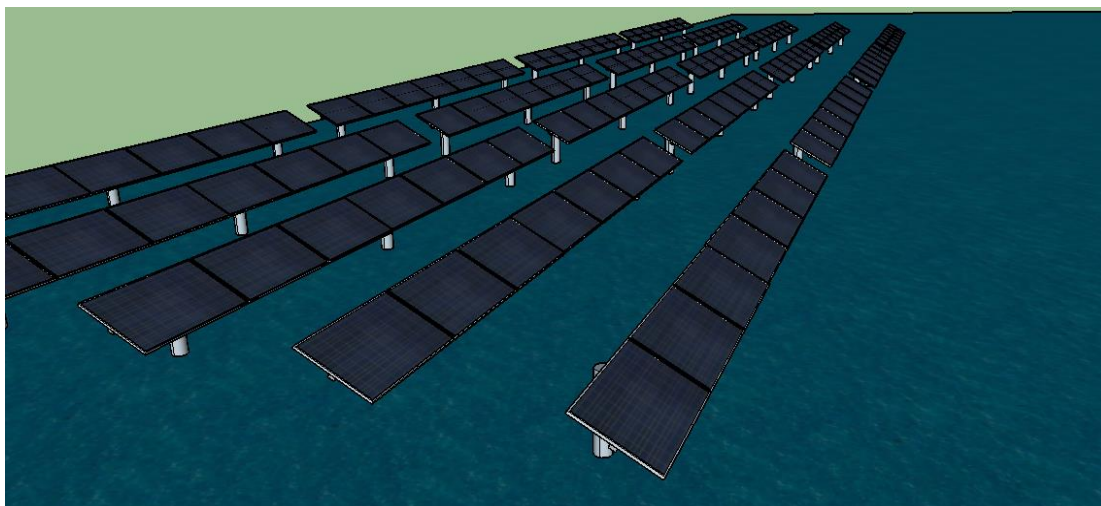


Figura 7. Criadero PV de peces, adaptado de (Xue, 2017).

- **Purificación de agua PV:** las aguas residuales se han convertido en uno de los mayores problemas ambientales del mundo, pero de forma específica para las zonas rurales donde no existe posibilidad de tratar las aguas residuales que son depositadas en las fuentes hídricas vitales para la subsistencia de las poblaciones que habitan dichas áreas (Howden, Burt, Worrall, Mathias, & Whelan, 2011), especialmente porque no cuentan con la infraestructura energética para alimentar dichos sistemas. Con el fin de brindar una solución ante esta problemática se han desarrollado proyectos de plantas de tratamientos de aguas residuales alimentadas por energía solar fotovoltaica, como el propuesto por Changfu et al., el cual consta de un arreglo fotovoltaico que alimenta directamente una planta de tratamiento que funciona solo en el día, ya que no cuenta con sistema de almacenamiento. Obteniendo como resultado una eficiencia del 88% de remoción de fosfato y nitrógeno de las aguas residuales (Han, Liu, Liang, Guo, & Li, 2013). En la figura 8 se puede observar el modelo esquemático del sistema propuesto.

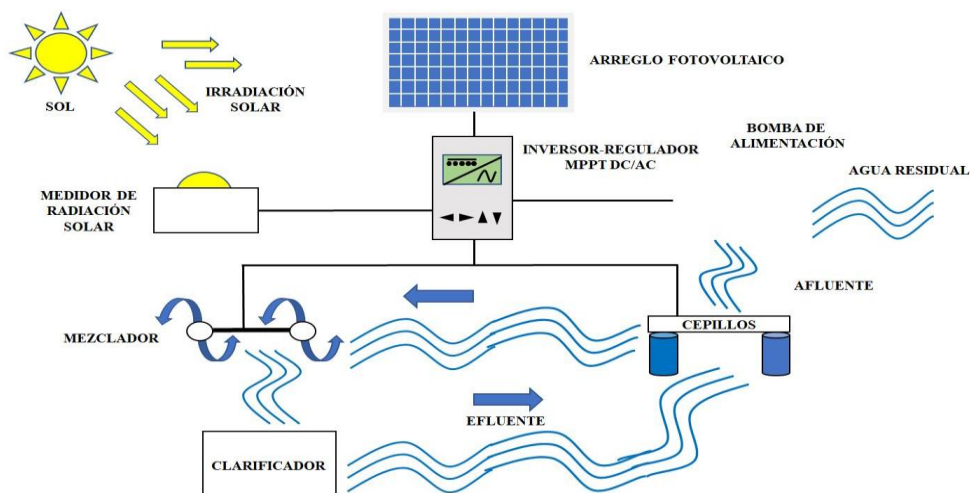


Figura 8. Esquema de sistema PV de purificación de aguas residuales, adaptado de (Han et al., 2013) .

- Bombeo de agua PV:** la tecnología de bombeo PV es considerada una solución sostenible para los sistemas de riego, la cual es muy beneficiosa para zonas rurales y áreas apartadas (Xue, 2017). Existen, sin embargo, diversas configuraciones tecnológicas para aprovechar la energía solar y bombear agua, las principales son (Ali, 2018): (1) Sistema de bombeo de agua con colectores solares parabólicos (PTP), (2) Sistema de bombeo de agua con disco concentrador solar y (3) Bombeo fotovoltaico (PVP).

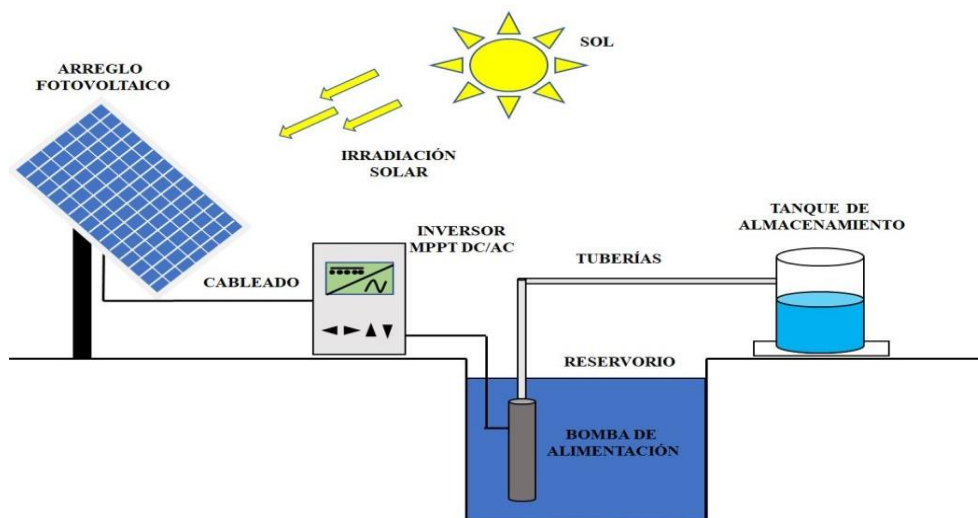


Figura 9. Diagrama esquemático de sistema de bombeo PV típico, adaptado de (Ould-Amrouche, Rekioua, & Hamidat, 2010).

3.2 Sistemas de bombeo PV

La mayoría de las zonas rurales del mundo no cuentan con los medios para el suplemento de necesidades básicas, por ende, suelen ser los focos de los mayores índices de pobreza. Dentro de las carencias de estas comunidades, una de las más críticas es el suministro de agua (UNESCO, 2010). A partir de esto, y con el objetivo de mitigar estas condiciones, la aplicación de los sistemas de bombeo para el suministro del preciado líquido se ha convertido en una necesidad imperativa.

Un sistema de bombeo consiste en la integración de un conjunto de elementos que permiten el transporte y el almacenamiento temporal de los fluidos, siempre y cuando se cumplan las especificaciones necesarias de cada proceso (Blanco, Veladre, & Fernandez, 1994).

Los componentes más relevantes de los sistemas de bombeo son las tuberías, válvulas, reservorio, tanque de almacenamiento, entre otros. Sin embargo, el eje central de los sistemas de bombeo es la bomba (Blanco et al., 1994). La cual es una máquina que transforma energía mecánica en energía hidráulica que posterior es trasferida a un líquido para transportarlo de un punto a otro por medio del aumento de la velocidad y la presión (De las Heras, 2011).

Las bombas se pueden clasificar de diferentes maneras, ya sea por: (1) material de fabricación, (2) tipo de succión, (3) dirección, entre otras (Viejo-Zubicaray & Álvares-Fernández, 2003). Sin embargo, la manera más sencilla de clasificarlas es por el tipo de aplicación para la cual fue diseñada (Hicks, 1998), como se puede observar en la figura 10.

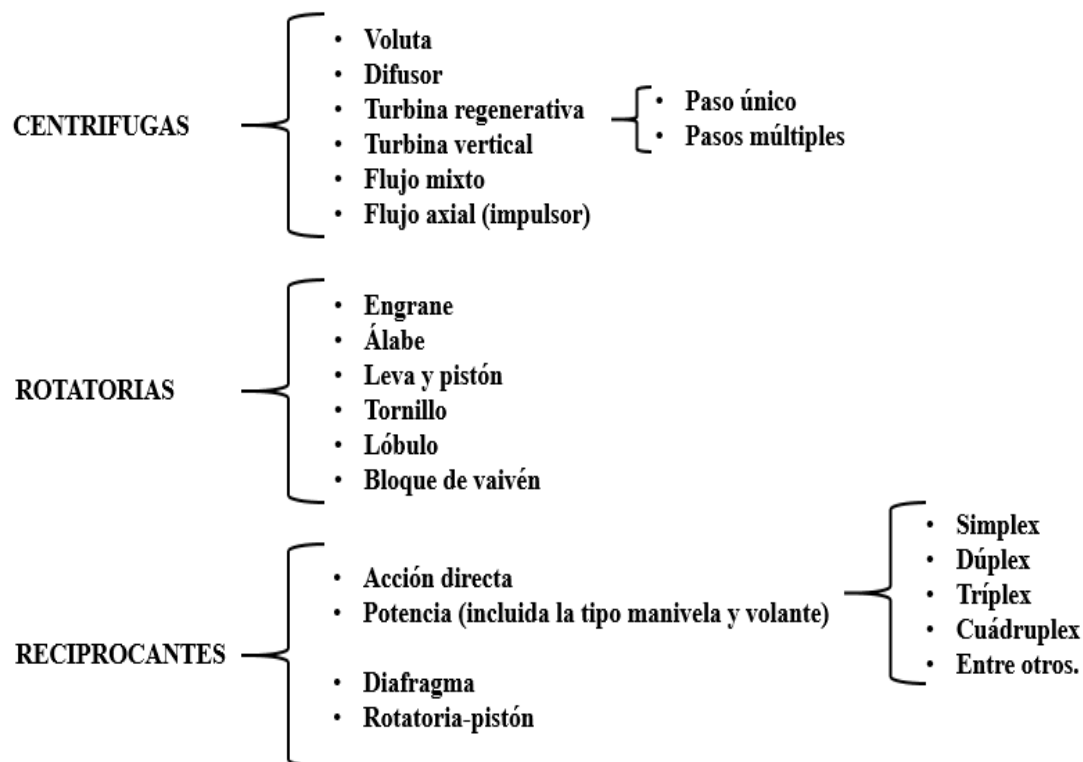


Figura 10. Tipos y clases de bombas, adaptada de (Hicks, 1998).

Como se evidencia, hay una gran variedad de bombas, por lo tanto, su selección debe hacerse de forma cuidadosa. Para ello, es necesario tener en cuenta diversos factores tales como: la capacidad o caudal, el tamaño, la naturaleza del fluido a transportar, entre otros (Hicks, 1998).

Teniendo en cuenta que el objetivo del presente estudio es el bombeo de agua subterránea; la cual puede contener material sólido como arena. La clase de bomba en la cual se entrará en detalles es la centrífuga.

Las bombas centrífugas, producen un aumento de presión por medio de la fuerza centrífuga, forzando el agua entrante hacia los costados y expulsándola por el orificio de salida (Hicks, 1998) (Cengel & Cimbala, 2012) (MAYRESA, 2020).

Las bombas centrífugas se categorizan en 3 grandes grupos: (1) flujo radial, (2) flujo mixto y (3) flujo axial. Estas a su vez se subdividen según: (1) número de pasos; simples o

múltiples, (2) tipo de carcasa; espiral, circular o difusor, (3) posición de la flecha; horizontal (pozo seco) o vertical (sumergida) y (4) succión; sencilla o doble (Hicks, 1998).

Sin embargo, según su tipo de aplicación se clasifican en: (1) centrifuga horizontal o superficial, (2) de carcasa bipartida, (3) circuladoras o de recirculación, (4) autocebantes y (5) de turbina vertical. Estas son detalladas en el anexo 7.

Gracias a diversas investigaciones y avances tecnológicos se han logrado desarrollar nuevas tecnologías de sistemas de bombeo, las cuales tienen la particularidad de aprovechar las fuentes renovables de energía. Entre ellas, la tecnología más eficiente y popular en zonas rurales, urbanas y desérticas para aplicaciones de bombeo es la solar fotovoltaica (Zaki & Eskander, 1996).

Los sistemas de bombeo solar fotovoltaico, consisten en forma general en la integración de módulos PV, que convierten la energía solar en energía eléctrica para alimentar una bomba que extrae y/o transporta un líquido tal como el agua de un sitio a otro (Chilundo, Neves, et al., 2019).

Los sistemas de bombeo PV se pueden clasificar de 2 maneras (Vernia, 2018) (Chandel et al., 2015): (1) según el tipo de suministro de agua y (2) según la configuración del suministro de energía.

Según el suministro de agua, los sistemas de bombeo PV se clasifican en (Vernia, 2018):

- **Suministro a depósito o tanque de almacenamiento:** el agua es bombeada desde el reservorio hasta un tanque de almacenamiento, el cual es instalado en una altura superior, con el objetivo de distribuirla posteriormente con la propia presión hidrostática creada con la altura. Sin embargo, también hay sistemas de este tipo en que el agua es distribuida por una bomba auxiliar (Vernia, 2018).

- **Suministro directo:** este tipo de sistema se utiliza para bombeo directamente en aplicaciones de riego. A diferencia del sistema de suministro a deposito, este tipo de sistema requiere que la presión sea controlada, con el objetivo de garantizar que la operación del sistema de riego se ejecute dentro del rango adecuado, debido a que un exceso de presión podría causar problemas en las tuberías y en los mecanismos de aspersión, tales como aumento de pérdidas por perforaciones o rotura de estos (Vernia, 2018).

Según la configuración del suministro de energía, los sistemas de bombeo PV se categorizan en (Chandel et al., 2015):

- **Bombeo solar fotovoltaico directo:** en esta configuración los paneles solares son conectados directamente a una bomba DC que succiona y transporta el agua desde el reservorio hasta su destino. Esta topología es menos costosa, más simple y sencilla de instalar que cualquier otra. Sin embargo, estos sistemas tienen un rendimiento limitado debido principalmente a dos factores: (1) el flujo máximo típico que pueden ofrecer las bombas DC es bajo y (2) su rendimiento depende directamente de la disponibilidad de luz solar; es decir, que, en un momento dado de baja irradiancia durante el día, la bomba puede apagarse (Chandel et al., 2015).
- **Bombeo AC solar fotovoltaico:** esta configuración integra paneles solares, un inversor DC-AC y una bomba AC. Tiene ventajas significativas sobre la configuración de bombeo directo, tales como: (1) las bombas AC pueden manejar mayores flujos de agua que las DC y (2) el inversor solar regula el voltaje de entrada proveniente del arreglo solar antes de hacer la conversión DC-AC, con el objetivo de entregar a la bomba el voltaje de suministro adecuado. Sin embargo, esta configuración es más costosa que la

de bombeo directo y su rendimiento es afectado por la reducción de irradiación solar (Chandel et al., 2015).

- **Bombeo AC solar fotovoltaico con sistema de almacenamiento de energía:** incorpora las ventajas de la configuración de bombeo AC e incluye un sistema de baterías de respaldo, garantizando así una cierta autonomía durante los lapsos de tiempo en que no se cuente con la irradiación solar adecuada. Es una configuración más costosa que la de bombeo directo y la de bombeo AC con inversor solar, sin embargo, ofrece un mejor rendimiento, debido a que el inversor solar puede administrar dinámicamente la fuente de suministro de energía más adecuada para la bomba (Chandel et al., 2015).
- **Sistema de Bombeo AC híbrido:** es el tipo de configuración de mayor autonomía, puede integrar paneles solares, inversor solar, bomba AC, un generador de respaldo, tal como un microgenerador eólico o un generador diésel y un sistema de almacenamiento de energía, ofreciendo así un suministro más seguro de energía que las demás configuraciones en todo momento. Sin embargo, es la configuración más costosa y dependiendo de la escala de la aplicación puede ser poco rentable (Vernia, 2018).

3.3 Procedimiento detallado para el dimensionamiento de una bomba de agua

A continuación, se presentan las ecuaciones y tablas para el cálculo de una bomba.

3.3.1 Requerimiento hídrico “*Req Hid*” (m^3).

El requerimiento hídrico de un cultivo, depende de manera directa de la evotranspiración; la cual es un valor constituido por: (1) humedad del suelo, (2) demanda evotranspirativa del aire y (3) la producción deseada del cultivo (Universidad de la Republica de Uruguay, 2015). Para realizar este cálculo existen varios métodos, siendo el método de

Blanney-Criddle el más utilizado (López-Avendaño, 1987). Sin embargo y debido a que el enfoque del presente trabajo de grado es energético y no agrónomo, para el presente procedimiento se utilizan datos de requerimiento hídrico promedio obtenidos de referencias bibliográficas oficiales.

Para realizar este proceso, se debe tener en cuenta:

- Cultivo elegido
- Tamaño del cultivo en hectáreas “*Área Cultivo*” (*Ha*)

3.3.2 Descripción general del sistema de bombeo.

Se describen las características del reservorio, el tanque de almacenamiento, las tuberías y accesorios, entre otros.

3.3.2.1 Volumen del tanque de almacenamiento “*Vol Tanque*” (m^3).

$$Vol\ Tanque = Req\ Hid * 2,5\ ciclos\ de\ autonomía$$

Ec. 1

3.3.2.2 *Medidas del tanque de almacenamiento.* Se describen las medidas del tanque, las cuales dependiendo del diseño de este pueden incluir:

- Ancho “*W Tanque*” (*m*)
- Alto “*H Tanque*” (*m*)
- Profundidad “*D Tanque*” (*m*)
- Diámetro “*Diam Tanque*” (*m*)
- Volumen real elegido “*VR Tanque*” (*m*), es el requerimiento hídrico real por cumplir.

3.3.2.3 Tuberías del sistema de bombeo. La red de tuberías del sistema de bombeo es solo una, sin embargo, se constituye de dos secciones: (1) succión y (2) descarga. En este punto, se tienen en cuenta diversos factores como:

- Intake de la bomba “**Intake**” (**m**): hace referencia al alcance máximo de la tubería de succión dentro del reservorio o pozo.
- Nivel del agua frente a la superficie “**Prox-agua**” (**m**): es la distancia entre el agua del reservorio y la superficie.
- Distancia de la bomba al punto de succión “**Dis Bomba-pozo**” (**m**): se refiere a la distancia horizontal entre el sitio de instalación de la bomba y el pozo.
- Longitud de la tubería de succión “**L Succión**” (**m**)

$$L \text{ succión} = (\text{Intake}) + (\text{Dis Bomba} - \text{pozo}) \quad \text{Ec. 2}$$

- Altura de instalación del tanque “**H Inst-tanque**” (**m**)
- Altura de descarga en el tanque “**H Desc-tanque**” (**m**)

$$H \text{ Desc} - \text{tanque} = (H \text{ Inst} - \text{tanque}) + (H \text{ Tanque}) \quad \text{Ec. 3}$$

- Longitud horizontal de la tubería desde altura de descarga hasta centro del tanque “**L Centro-tanque**” (**m**)
- Longitud de la tubería de descarga “**L Descarga**” (**m**)

$$L \text{ Descarga} = (H \text{ Desc} - \text{tanque}) + (L \text{ Centro} - \text{tanque}) \quad \text{Ec. 4}$$

- Longitud total de tuberías “**L Tubería**” (**m**)

$$L \text{ Tubería} = L \text{ Succión} + L \text{ Descarga} \quad \text{Ec. 5}$$

- Tipo de tubería
- Diámetro nominal de la tubería “**φ Nom**” (**pulgadas**)
- Diámetro interno de la tubería “**φ Int**” (**mm**)
- Diámetro externo de la tubería “**φ Ext**” (**mm**)

3.3.3 Presión hidrostática “PH” (Pa).

Es la presión máxima del fluido al aprovechar la energía creada por la altura del tanque de almacenamiento.

$$PH = (\rho * g * (H Desc - tanque)) \quad \text{Ec. 6}$$

Dónde:

- ρ , es la densidad del fluido (Kg/m^3)
- g , es la fuerza de gravedad en (m/s^2)

3.3.4 Determinación del tipo de flujo.

El tipo de flujo es determinado por medio del número de Reynolds “ Re ” y consiste en que si el valor de Re es menor a 2300; es un flujo laminar, mientras que si Re es mayor a 4000; es un flujo turbulento. Sin embargo, si el Re es mayor a 2300 pero menor a 4000; es un flujo transicional. Para obtener el número de Reynolds es necesario calcular otros factores, los cuales se presentan a continuación:

3.3.4.1 Caudal o flujo requerido “Q” (m^3/s).

$$Q = ((VR Tanque)/ESH)/3600 \quad \text{Ec. 7}$$

Dónde:

- ESH , son las horas solares equivalentes disponibles para el llenado del tanque.
- 3600 , es el factor utilizado para convertir las unidades de m^3/h a m^3/s .

3.3.4.2 Recorrido vertical del fluido “h3” (m).

$$h3 = (H Desc - tanque) + (Prox - Agua) \quad \text{Ec. 8}$$

3.3.4.3 Velocidad del fluido “V3” (m/s).

$$V3 = (4 * Q)/(\pi * (\varphi Int)^2) \quad \text{Ec. 9}$$

3.3.4.4 Rugosidad absoluta de la tubería “ ε ” (mm). Este valor hace referencia al material del cual está fabricada la tubería, en el anexo 8, se pueden observar algunos de ellos.

3.3.4.5 Rugosidad del fluido “ μ ” (mm).

$$\mu = \varepsilon / (\varphi \text{ Int}) \quad \text{Ec. 10}$$

3.3.4.6 Número de Reynolds “ Re ”.

Dependiendo del tipo de flujo resultante del número de Reynolds, se calcula el factor de fricción “ F ”.

$$Re = ((V3 * \varphi \text{ Int} * \rho)) / \mu \quad \text{Ec. 11}$$

3.3.5 Cabeza neta de la bomba “ HB ”.

Para calcular la cabeza neta de la bomba, es necesario calcular primero, el factor de fricción “ F ” y las pérdidas por fricción “ hf ”.

3.3.5.1 Factor de fricción “ F ”. Es un parámetro fundamental dependiente del tipo de flujo resultante del número de Reynolds, el cual incide de manera significativa en el tamaño de la bomba para el sistema.

3.3.5.1.1 Factor de fricción “ F ” – flujo laminar y transicional.

$$F = 64 / Re \quad \text{Ec. 12}$$

3.3.5.1.2 Factor de fricción “ F ” – flujo turbulento.

$$F = 1,325 / \left(\left(\left(\left(-\ln \frac{\varepsilon}{3,7 * \varphi \text{ Int}} \right) + \left(\frac{5,74}{Re^{0,9}} \right) \right) \right) \right)^2 \quad \text{Ec. 13}$$

3.3.5.2 Pérdidas por fricción del sistema de bombeo. Para calcular las pérdidas totales por fricción en el sistema de bombeo se deben calcular primero las perdidas en los accesorios del sistema de tuberías para posterior incluirlas en el análisis total de pérdidas.

3.3.5.2.1 Pérdidas por fricción en accesorios de tubería “KC” y “KV”. Para este paso se debe cualificar y cuantificar los accesorios a instalar en la red de tuberías, luego según su diámetro debe identificarse el factor de fricción correspondiente de cada accesorio por medio del anexo 9.

$$\Sigma Kc = \Sigma (\text{numero de accesorios} * \text{factor KC}) \quad \text{Ec. 14}$$

$$\Sigma KV = \Sigma (\text{numero de válvulas} * \text{factor KV}) \quad \text{Ec. 15}$$

- Factor **K** de accesorios
- Pérdidas por fricción total en accesorios “**KC**”
- Factor **K** de válvulas
- Pérdidas por fricción total en válvulas “**KV**”

3.3.5.2.2 Pérdidas totales por fricción “hf” (m).

$$hf = ((V3)^2 / (2 * g)) * ((F * ((L \text{ Tubería}) / (\phi \text{ Int}))) + \Sigma KC + \Sigma KV) \quad \text{Ec. 16}$$

3.3.5.3 Cabeza neta de la bomba “HB” (m). La cabeza neta de la bomba es la distancia mínima a la que debe ser capaz de transportar la bomba el fluido para que llegue hasta el tanque de almacenamiento.

$$HB = (h3 + ((V3)^2 / (2 * g)) + hf) \quad \text{Ec. 17}$$

3.3.6 Potencia de la bomba “P” (W).

$$P = ((Q * \rho * g * HB)) / (\eta \text{ Bomba}) \quad \text{Ec. 18}$$

Dónde:

- **η Bomba**, es la eficiencia de la bomba a considerar, la cual en el peor caso es **75%**.

3.3.7 Potencia de la bomba “P Hp”.

$$P Hp = ((Q * \rho * g * HB)) / ((746 * \eta \text{ Bomba})) \quad \text{Ec. 19}$$

3.4 Procedimiento detallado para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico

A continuación, se presentan las ecuaciones y tablas para el diseño del sistema PV.

3.4.1 Caracterización de la locación.

Es indispensable tener toda la información geográfica y meteorológica posible relacionada a la locación en la cual se planea instalar un sistema fotovoltaico, esto debido al hecho que son variables que influyen de manera directa en el rendimiento de dichos sistemas. Por ende, son el punto de partida para el diseño de un sistema PV.

- **Locación**, es el lugar en el cual se realizará el proyecto
- $\lambda\theta$, es la longitud geográfica del sitio de la instalación, en unidades de °.
- $\phi\theta$, es la latitud geográfica del sitio de la instalación, en unidades de °.
- **Fecha de análisis**, es la fecha para tener en cuenta para el cálculo de la separación de los módulos solares con el fin de evitar sombreado mutuo.
- **Hora de análisis**, es la hora del día escogida para el análisis en la fecha elegida.

3.4.2 Cálculo de la posición del sol.

3.4.2.1 Días recorridos desde el 01 de enero del 2000 hasta la fecha y hora a considerar “D”.

$$D = ((a * b) + (c * e) + f - i + j)$$
Ec. 20

Dónde:

- **a**, es la cantidad de años bisiestos completos transcurridos desde e incluyendo el año 2000.
- **b**, es la cantidad de días que tiene un año bisiesto.
- **c**, es la cantidad de años regulares completos transcurridos desde el año 2000.
- **e**, es la cantidad de días que tiene un año regular.
- **f**, son los días transcurridos hasta la fecha desde el 31 de diciembre del último año que pasó.

- i , medio día restado al 01 de enero del 2000, ya que desde ese instante se realizar el análisis.
- j , son los días equivalentes de las horas transcurridas hasta la hora de análisis respecto a la fecha de análisis.

3.4.2.2 Cálculo de la altitud, acimut y cenit solar.

3.4.2.2.1 Longitud media del sol corregida para la aberración de la luz “ q ” (°).

$$q = ((D * 0,98564736) + 280,459) \quad \text{Ec. 21}$$

3.4.2.2.2 Anomalía media del sol “ g ” (°).

$$g = ((D * 0,98560028) + 357,529) \quad \text{Ec. 22}$$

3.4.2.2.3 Siglos equivalentes transcurridos desde el 01 de enero del 2000 “ T ”.

$$T = \frac{D}{36525} \quad \text{Ec. 23}$$

3.4.2.2.4 Latitud eclíptica del sol “ β_s ” (°). Esta variable permanece constante en 0.

3.4.2.2.5 Longitud eclíptica del sol “ λ_s ” (°).

$$\lambda_s = \left(q + \left(1.915 * (\text{Seno } (g)) \right) + \left(0.020 * (\text{Seno } (g * 2)) \right) \right) \quad \text{Ec. 24}$$

3.4.2.2.6 Inclínación axial de la tierra “ ϵ ” (°).

$$\epsilon = (23.429 - (0.00000036 * D)) \quad \text{Ec. 25}$$

3.4.2.2.7 Tiempo sideral medio de Greenwich “ $GMST$ ”.

$$GMST = (18.697374558 + (24.06570982441908 * D)) \quad \text{Ec. 26}$$

3.4.2.2.8 Tiempo sideral medio local “ θ_L ” (°)

$$\theta_L = \left(\left(GMST * \left(\frac{15}{1} \right) \right) + \lambda_0 \right) \quad \text{Ec. 27}$$

3.4.2.2.9 Altitud solar “ aS ” (°).

Ec. 28

$$aS = (\sin^{-1}((\cos \varphi_0 * \cos \theta_L * \cos \lambda_s) + (((\cos \varphi_0 * \text{Seno } \theta_L * \cos \epsilon) + (\text{Seno } \varphi_0 * \text{Seno } \epsilon)) * \text{Seno } \lambda_s)))$$

3.4.2.2.10 Acimut solar “ AS ” (°).

Ec. 29

$$AS = \tan^{-1} \frac{(-(\text{Seno } \theta L * \text{Cos } \lambda s)) + (\text{Cos } \theta L * \text{Cos } \varepsilon * \text{Seno } \lambda s)}{(-(\text{Seno } \varphi 0 * \text{Cos } \theta L * \text{Cos } \lambda s)) - (((\text{Seno } \varphi 0 * \text{Seno } \theta L * \text{Cos } \varepsilon) - (\text{Cos } \varphi 0 * \text{Seno } \varepsilon)) * \text{Seno } \lambda s)}$$

3.4.2.2.11 Cénit solar “ θZ ” (°).

$$\theta Z = 90^\circ - aS \quad \text{Ec. 30}$$

3.4.3 Condiciones de instalación de los módulos fotovoltaicos.

3.4.3.1 Ángulo de inclinación óptimo “ $\theta M\text{-Opt}$ ” (°).

$$\theta M - Opt = 3,7 + (\varphi 0 * 0,69) \quad \text{Ec. 31}$$

3.4.3.2 Altitud del módulo “ aM ” (°).

$$aM = (90^\circ) - (\theta M - Opt) \quad \text{Ec. 32}$$

3.4.3.3 Acimut del módulo “ AM ” (°). El ángulo acimutal, hace referencia a la orientación del objeto y se obtiene por medio del uso de una brújula o aplicaciones tecnológicas que la incorporen, tomando como punto de referencia el centro de la parte superior del panel solar. Dicho ángulo óptimo depende del hemisferio en el cual se encuentre la instalación PV.

- **Hemisferio norte:** el módulo debe mirar hacia el sur, lo cual equivale a un acimut de 0° .
- **Hemisferio sur:** el módulo debe mirar hacia el norte, lo cual equivale a un acimut de 180° .

3.4.4 Recurso solar disponible y otras variables meteorológicas.

3.4.4.1 Irradiación solar horizontal mensual disponible en el ángulo de inclinación óptimo “ $G\text{-Opt}$ ” (kWh / m² / día).

$$G - Opt = \frac{GM}{\left(1 - ((4,46 * 10^{-4}) * \theta M - Opt) - ((1,19 * 10^{-4}) * (\theta M - Opt^2))\right)} \quad \text{Ec. 33}$$

Dónde:

- **GM**, es la irradiación solar incidente en el módulo sin optimizar el ángulo de inclinación ($kWh / m^2 / día$).

3.4.4.2 Horas solares equivalente “ESH”.

$$1 ESH = 1 kWh / m^2 \quad \text{Ec. 34}$$

3.4.4.3 Temperatura del aire “T-Amb” (°C). La temperatura ambiente o temperatura del aire, es una variable que impacta directamente en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos.

Esta es utilizada para evaluar y simular el comportamiento de los módulos en las condiciones reales de trabajo.

3.4.4.4 Velocidad del viento “Wind-Speed” (m/s). Esta variable es utilizada para calcular la resistencia mínima que debe ofrecer la estructura de soporte y el módulo a instalar en la locación.

3.4.4.5 Presión del viento “Wind-Pression” (kg/m^2)

$$Wind - Pression = \frac{Wind - Speed}{16} \quad \text{Ec. 35}$$

3.4.5 Requerimiento de corriente.

$$IDC \text{ al día } (Ah/día) = \frac{(P * h) / (\eta Inv * \eta BOS)}{UnDC} \quad \text{Ec. 36}$$

$$IDC (A) = \frac{\frac{(P * h) / (\eta Inv * \eta BOS)}{(ESH)}}{UnDC} \quad \text{Ec. 37}$$

Dónde:

- **P**, es la potencia de la bomba en **W**.
- **h**, son las horas de trabajo a considerar.
- **ηInv** , es la eficiencia del inversor solar a utilizar.
- **ηBOS** , es la eficiencia del balance del sistema.
- **ESH**, son las horas solares equivalentes mínimas disponibles.
- **UnDC**, es la tensión nominal del sistema fotovoltaico (**V**).

3.4.6 Dimensionamiento del banco de baterías.

3.4.6.1 Capacidad necesaria del banco de baterías “IBB-Min” (Ah).

$$IBB - Min = \left(\frac{IDC \text{ al día} * Autonomía}{DoD} \right) * 1,2 \quad \text{Ec. 38}$$

Dónde:

- **Autonomía**, hace referencia a los días que debe ser capaz de suplir el banco de baterías el requerimiento de corriente.
- **DoD**, es la máxima a máxima profundidad de descarga del banco de baterías
- **1,2**, es el factor de seguridad.

3.4.6.2 Baterías en serie “Ns-Bat”.

$$Ns - Bat = \frac{UnDC - Bat}{Un - Bat} \quad \text{Ec. 39}$$

Dónde:

- **UnDC-Bat**, es el voltaje nominal del sistema de baterías requerido por el inversor solar (V).
- **Un-Bat**, es el voltaje nominal de la batería seleccionada (V).

3.4.6.3 Baterías en paralelo “Np-Bat”.

$$Np - Bat = \frac{IBB - Min}{IB} \quad \text{Ec. 40}$$

Dónde:

- **IBB-Min**, es la capacidad necesaria del banco de baterías (Ah).
- **IB**, es la capacidad de la batería seleccionada (Ah).

3.4.6.4 Cantidad total de baterías “Nt-Bat”.

$$Nt - Bat = (Ns - Bat) * (Np - Bat) \quad \text{Ec. 41}$$

3.4.6.5 Capacidad total del banco baterías “IBB-Total” (Ah).

$$IBB - Total = (Np - Bat) * (IB) \quad \text{Ec. 42}$$

3.4.6.6 Capacidad total útil del banco baterías “IBB-Útil” (Ah).

$$IBB - \text{Útil} = (IBB - \text{Total}) * (DoD) \quad \text{Ec. 43}$$

3.4.7 Dimensionamiento del generador fotovoltaico.

3.4.7.1 Corriente DC por generar “IPV” (A).

$$IPV = \left(IDC - \frac{IBB - \text{Útil}}{ESH * DDS} \right) \quad \text{Ec. 44}$$

Dónde:

- **DDS**, son los días mínimos consecutivos con disponibilidad de sol en la locación.

3.4.7.2 Corriente DC por generar con factor de seguridad “IPV-FS” (A).

$$IPV - FS = \left(\frac{IPV}{FS} \right) \quad \text{Ec. 45}$$

Dónde:

- **FS**, es un factor de corrección o seguridad para el dimensionamiento del arreglo solar.

3.4.7.3 Modelo térmico de evaluación de rendimiento de módulos solares en condiciones reales de trabajo.

3.4.7.3.1 Temperatura de operación real de celda solar “T-Cell” (°C).

$$T - \text{Cell} = T - \text{Amb} + \left(G - \text{STC} * \frac{(T - \text{NOCT}) - (20^{\circ}\text{C})}{G - \text{NOCT}} \right) \quad \text{Ec. 46}$$

Dónde:

- **G-STC**, es la irradiancia solar bajo condiciones de prueba estándar (STC) (kW / m^2).
- **G-NOCT**, es la irradiancia solar bajo el estándar de medida en laboratorios NOCT (kW / m^2).
- **T-NOCT**, es la temperatura nominal de operación de celdas solares bajo el estándar NOCT (°C).

3.4.7.4 *P_{max} del módulo solar en campo “P_{max-Real}” (W).*

Ec. 47

$$P_{max-Real} = P_{max\ STC} * \left[1 + \left(Y_{mpp} * ((T - Cell) - (T - Cell\ STC)) \right) \right] * \frac{G}{G - STC}$$

Dónde:

- ***P_{max} STC***, es la salida de potencia del módulo solar cuando está en su mpp bajo condiciones STC (W).
- ***T-Cell STC***, es la temperatura de operación de las celdas bajo condiciones STC (°C).
- ***Y_{mpp}***, es el coeficiente de temperatura del módulo solar en su mpp.
- ***G***, es la irradiancia a la cual es expuesto el módulo solar (***kW / m²***).

3.4.7.5 *V_{mp} del módulo solar en campo “V_{mp-Real}” (V).*

Ec. 48

$$V_{mp-Real} = V_{mp\ STC} * \left[1 + \left(Y_{mpp} * ((T - Cell) - (T - Cell\ STC)) \right) \right] * \frac{G}{(G - STC)}$$

Dónde:

- ***V_{mp} STC***, es la salida de voltaje del módulo solar cuando está en su mpp bajo condiciones STC (V).

3.4.7.6 *I_{mp} del módulo solar en campo “I_{mp-Real}” (A).*

Ec. 49

$$I_{mp-Real} = I_{mp\ STC} + ((-Y_{mpp}) * ((T - Cell) - (T - Cell\ STC))) * \frac{G}{(G - STC)}$$

Dónde:

- ***I_{mp} STC***, es la salida de corriente del módulo solar cuando está en su mpp bajo condiciones STC (A).

3.4.7.7 *V_{oc} del módulo solar en campo “V_{oc-Real}” (V).*

Ec. 50

$$V_{oc-Real} = V_{oc\ STC} * \left[1 + \left(Y_{Voc} * ((T - Cell) - (T - Cell\ STC)) \right) \right] * \frac{G}{G - STC}$$

Dónde:

- ***Voc STC***, es la salida de voltaje del módulo solar cuando está en circuito abierto bajo condiciones STC (V).
- ***Y Voc***, es el coeficiente de temperatura del Voc del módulo solar.

3.4.7.8 *Isc del módulo solar en campo “Isc-Real” (A).*

Ec. 51

$$Isc - Real = Isc STC + \left((Y Isc) * ((T - Cell) - (T - Cell STC)) \right) * \frac{G}{G - STC}$$

Dónde:

- ***Isc STC***, es la salida de corriente del módulo solar cuando está en cortocircuito bajo condiciones STC (A).
- ***Y Isc***, es el coeficiente de temperatura de Isc del módulo solar.

3.4.7.9 *Módulos solares en bus (serie) por serie “Ns”.*

$$Ns = \frac{UnDC}{Vmp - Real} \quad \text{Ec. 52}$$

3.4.7.10 *Series de módulos solares en paralelo por arreglo o matriz “Np”.*

$$Np = \frac{IPV - FS}{Imp - Real} \quad \text{Ec. 53}$$

3.4.7.11 *Cantidad total de módulos solares del arreglo o matriz “Nt”.*

$$Nt = Ns * Np \quad \text{Ec. 54}$$

3.4.7.12 *Vmp del generador fotovoltaico “Vmp-Gen” (V).*

$$Vmp - Gen = Ns * Vmp - Real \quad \text{Ec. 55}$$

3.4.7.13 *Voc del generador fotovoltaico “Voc-Gen” (V).*

$$Voc - Gen = Ns * Voc - Real \quad \text{Ec. 56}$$

3.4.7.14 *Imp del generador fotovoltaico “Imp-Gen” (A).*

$$Imp - Gen = Np * Imp - Real \quad \text{Ec. 57}$$

3.4.7.15 *Isc del generador fotovoltaico “Isc-Gen” (A).*

$$Isc - Gen = Np * Isc - Real \quad \text{Ec. 58}$$

3.4.8 Resistencia mínima de la estructura de soporte “*Res-Min*” (kg).

Ec. 59

$$Res - Min = ((Peso - Panel) * Np) + ((Wind - Pression) * (Área - Panel) * Np)$$

Dónde:

- *Peso-Panel*, es el peso de cada módulo solar (kg).
- *Área-Panel*, es el área de cada módulo solar (m²).
- *Np*, es para este caso la cantidad de series de paneles en paralelo, sin embargo, si se plantea una única estructura de soporte puede ser remplazado por “*Nt*”, que sería la totalidad de módulos solares.

3.4.9 Distancia entre módulos solares en superficie horizontal “*d*” (m).

Ec. 60

$$d = (L - Panel) * \left(\cos \theta M - Opt + \left(\sin \theta M - Opt * \left(\cot aS * \cos (AM - AS) \right) \right) \right)$$

Dónde:

- *L-Panel*, es la longitud del lado inclinado de cada módulo solar (m).

3.4.9.1 Distancia de última fila de módulos solares en área delimitada “*d'*” (m).

$$d' = (L - Panel) * (\cos \theta M - Opt)$$

Ec. 61

3.4.10 Distancia entre un cuerpo proyector de sombra y los módulos solares en superficie horizontal “*dh*” (m).

$$dh = \frac{ho}{(\tan (67^\circ - \varphi 0))}$$

Ec. 62

Dónde:

- *ho*, es la altura del objeto o cuerpo a analizar.

3.4.11 Cálculo de la sección y/o calibre de los conductores eléctricos. Para el cálculo del conductor eléctrico, se deben tener en cuenta diversos factores, sin embargo, en términos generales se pueden enmarcar en dos: (1) la capacidad de conducción de corriente y (2) la caída de tensión.

3.4.11.1 Capacidad de conducción de corriente (A). El conductor eléctrico seleccionado debe ser capaz de conducir el requerimiento de corriente como mínimo al **125%** para AC y **156%** para DC. Además, dicho conductor debe ser el adecuado para la tensión de operación entre líneas a la cual será sometido.

$$IL_{AC} - FS = IL * FS \quad \text{Ec. 63}$$

Dónde:

- **IL**, es la corriente nominal de carga.
- **FS**, es un factor de seguridad de **1,25**.

$$I_{sc} - Real FS = I_{sc} - Real * FS \quad \text{Ec. 64}$$

Dónde:

- **FS**, es un factor de seguridad de **1,56**.

En el caso AC, para lograr este objetivo, se utilizan las tablas 310-16 y 310-17 de la NTC2050 (anexos 10 y 11) como herramientas de selección, teniendo en cuenta entre otros factores el método de instalación; ya sea por tubería, bandeja, cáncamos o al aire libre. Además, se recomienda seleccionar el cableado bajo el régimen de 75°C.

Luego de seleccionar de modo preliminar el conductor que cumpla con el requerimiento de conducción de corriente, este debe ser sometido a un factor de corrección (anexo 12) dependiente de la temperatura ambiente a considerar, el cual se aplica de la siguiente manera:

$$I_{Max} - Cable FC = (I_{Max} - Cable) * (FC) \quad \text{Ec. 65}$$

Dónde:

- ***I Max-Cable***, es la capacidad máxima de conducción de corriente del conductor a una temperatura ambiente de 30°C (**A**).
- ***I Max-Cable FC***, es la capacidad máxima de conducción de corriente del conductor a la temperatura ambiente real a considerar (**A**).

En cuanto a los conductores DC (PV), se recomienda hacer la selección del conductor tomando como base el catálogo del fabricante, debido a que sus características son distintas a los conductores AC.

Sin embargo, de igual manera que los AC, deben ser sometidos a un factor de corrección dependiente de la temperatura ambiente, el cual es dictado por la tabla 690-31c de la NTC 2050 (anexo 13).

3.4.11.2 ***Caída de tensión “ΔV”.***

3.4.11.2.1 ***Sección teórica básica mínima del conductor “Sección th” (mm²).*** El método para calcular esta variable es dependiente del tipo de sistema eléctrico, ya sea: (1) DC, (2) monofásico o (3) trifásico.

$$\text{Sección th} = \frac{(2) * (IL - FS) * (L - Cable)}{(56) * (\Delta V - Max) * (Un)} \quad \text{Ec. 66}$$

$$\text{Sección th} = \frac{(\sqrt{3}) * (IL - FS) * (L - Cable)}{(56) * (\Delta V - Max) * (Un)} \quad \text{Ec. 67}$$

Dónde:

- ***IL-FS***, es el flujo de corriente a considerar, ya sea, ***IL AC-FS*** si es AC o ***Isc-Real FS*** si es DC (**A**).
- ***L-Cable***, es la longitud del conductor (**km**).
- ***ΔV-Max***, es la caída máxima de tensión permisible (**V**).
- ***Un***, es la tensión entre líneas a la que es sometido el conductor (**V**).

3.4.11.2.2 Temperatura de operación teórica del conductor “*T-Cable th*” (°C).

Ec. 68

$$T - \text{Cable th} = (T - \text{Amb Cable}) + ((T \text{ Max Cable}) - (T - \text{Amb Cable})) * \left(\frac{(IL - FS)}{(I \text{ Max Cable} - FC)} \right)^2$$

Dónde:

- *T-Amb Cable*, es la temperatura ambiente para el conductor (°C).
- *T-Max Cable*, es la temperatura nominal que soporta el aislamiento del conductor seleccionado (°C).

3.4.11.2.3 Resistividad teórica del conductor “*p th*” (Ω / m).

Ec. 69

$$\rho \text{ th} = \left(\frac{1}{56} \right) * \left(1 + (0,00392 * ((T - \text{Cable th}) - 20)) \right)$$

3.4.11.2.4 Sección teórica compleja mínima del conductor “*Sección-Cable*” (mm²). El

método para calcular esta variable es dependiente del tipo de sistema eléctrico, ya sea: (1)

DC, (2) monofásico o (3) trifásico.

$$\text{Sección} - \text{Cable} = \frac{(2) * (IL - FS) * (L - \text{Cable})}{\left(\frac{1}{\rho \text{ th}} \right) * (\Delta V - \text{Max}) * (Un)} \quad \text{Ec. 70}$$

$$\text{Sección} - \text{Cable} = \frac{(\sqrt{3}) * (IL - FS) * (L - \text{Cable})}{\left(\frac{1}{\rho \text{ th}} \right) * (\Delta V - \text{Max}) * (Un)} \quad \text{Ec. 71}$$

3.4.11.2.5 Sección real del conductor “*Sección-Real*” (mm²). Hace referencia a la sección

comercial inmediatamente superior a la sección mínima requerida. En el caso de los

conductores de los módulos solares, se resalta que la sección mínima permisible es de **4**

mm².

3.4.11.2.6 Temperatura real de operación del conductor “*T Real-Cable*” (°C). Hace

referencia a la temperatura de operación del conductor comercial seleccionado bajo las

condiciones de trabajo consideradas.

3.4.11.2.7 Resistividad real del conductor seleccionado “ ρ Real” (Ω/m). Hace referencia a la resistividad del conductor comercial seleccionado bajo las condiciones de trabajo consideradas.

3.4.11.2.8 Caída de tensión “ ΔV -Real” (V). El método para calcular esta variable es dependiente del tipo de sistema eléctrico, ya sea: (1) DC, (2) monofásico o (3) trifásico.

$$\Delta V - Real = \frac{(2) * (IL - FS) * (L - Cable)}{\left(\frac{1}{\rho Real}\right) * (Sección - Real)} \quad \text{Ec. 72}$$

$$\Delta V - Real = \frac{(\sqrt{3}) * (IL - FS) * (L - Cable)}{\left(\frac{1}{\rho Real}\right) * (Sección - Real)} \quad \text{Ec. 73}$$

3.4.11.2.9 Caída de tensión porcentual “ ΔV -Real %” (%).

$$\Delta V - Real \% = \frac{\Delta V - Real}{U_n} \quad \text{Ec. 74}$$

3.4.12 Cálculo de protecciones eléctricas.

3.4.12.1 Fusibles de cadena o bus de módulos.

3.4.12.1.1 Capacidad de corriente “In-Fuse” (A). La capacidad del fusible a seleccionar debe ser de un valor inmediatamente superior al obtenido de la variable “ I_{sc} -Real FS” y a su vez, debe ser: (1) inferior a la capacidad máxima de conducción de corriente del conductor seleccionado e (2) inferior o igual a la capacidad máxima de fusible dada en la hoja de datos del módulo solar seleccionado. En caso contrario, debe recalcularse el conductor eléctrico.

3.4.12.1.2 Tensión de operación “Un-Fuse” (V).

$$U_n - Fuse = (V_{oc} - Gen) * (FS) \quad \text{Ec. 75}$$

Dónde:

- **FS**, es un factor de seguridad de **1,2**.

La tensión del fusible a seleccionar debe ser de un valor inmediatamente superior al obtenido de la variable “ U_n -Fuse” y a su vez, debe ser igual o inferior a la tensión máxima de sistema a la cual puede conectarse el módulo solar seleccionado.

3.4.12.2 Protecciones contra sobrecorriente y sobretensión del arreglo solar o matriz.

3.4.12.2.1 Capacidad de interruptor contra sobrecorriente “**In-Breaker DC**” (A).

$$In - Breaker DC = (I_{sc} - Gen) * (FS)$$

Ec. 76

Dónde:

- **FS**, es un factor de seguridad de **1,56**.

La capacidad del interruptor a seleccionar debe ser de un valor inmediatamente superior al obtenido de la variable “**In-Breaker DC**” y a su vez, debe ser inferior a la capacidad máxima de conducción de corriente del conductor seleccionado. En caso contrario, debe recalcularse el conductor eléctrico.

3.4.12.2.2 Tensión de operación del dispositivo de protección contra sobretensiones “DPS DC” (V). La tensión del DPS a seleccionar debe ser de un valor inmediatamente superior al obtenido de la variable “**Un-Fuse**” y a su vez, debe ser igual o inferior a la tensión máxima de sistema a la cual puede conectarse el módulo solar seleccionado.

3.4.12.3 Protecciones contra sobrecorriente y sobretensión AC.

3.4.12.3.1 Capacidad del interruptor contra sobrecorriente “In-Breaker AC” (A). La capacidad del interruptor a seleccionar debe ser de un valor inmediatamente superior al obtenido de la variable “**IL AC-FS**” y a su vez, debe ser inferior a la capacidad máxima de conducción de corriente del conductor seleccionado. En caso contrario, debe recalcularse el conductor eléctrico.

3.4.12.3.2 Tensión de operación del dispositivo de protección contra sobretensiones “DPS AC” (V). La tensión del DPS a seleccionar debe ser de un valor inmediatamente superior a la tensión nominal a la cual será sometido el conductor eléctrico “**Un**” y a su vez, debe ser igual o inferior a la tensión máxima de sistema AC.

3.4.12.4 Protecciones de banco de baterías.

3.4.12.4.1 Fusible de protección contra sobredescarga de baterías “In-Fuse Bat” (A). La capacidad del fusible a seleccionar debe ser de un valor inmediatamente superior al obtenido de la variable “*IDC al día*”.

3.4.13 Producción de energía anual del sistema fotovoltaico.

3.4.13.1 Ratio de rendimiento “PR”. Hace referencia a las pérdidas porcentuales en unidades decimales estimadas para la producción de energía del sistema fotovoltaico, incluyendo las variables externas y las pérdidas internas en las diferentes partes del sistema.

Ec. 77

$$PR = (1 - Inv Loss) * (1 - Temp Loss) * (1 - DC Cables Loss) * (1 - AC Cables Loss) * (1 - Shading Loss) * (1 - GM Loss) * (1 - Dust Loss)$$

Dónde:

- **Inv Loss**, son las pérdidas en el inversor y su rango típico es del **6% al 15 %**.
- **Temp Loss**, son las pérdidas causadas por la variación de la temperatura en el módulo solar respecto a las condiciones STC. Su rango típico es del **5% al 15%**.

$$Temp Loss = 1 - \frac{(P_{max} - Real)}{(P_{max} STC)}$$

Ec. 78

- **DC Cables Loss**, son las pérdidas resistivas en el cableado DC. Su rango típico es del **1% al 3%**.
- **AC Cables Loss**, son las pérdidas resistivas en el cableado AC. Su rango típico es del **1% al 3%**.
- **Shading Loss**, son las pérdidas por sombreado en los módulos solares, incluyendo el sombreado mutuo, nubes y sombreado de otros objetos. Su rango típico es del **0% al 40%**.
- **GM Loss**, son las pérdidas por irradiación débil en la locación. Su rango típico es del **3% al 7%**.

- **Dust Loss**, son las pérdidas por polvo, salitre, nieve, entre otros factores ambientales. Su valor típico es del 2%.

Sin embargo, en caso de no disponer de esta información con precisión, se puede usar un valor por defecto de **0,75**, es decir, **75%**.

3.4.13.2 Área total cubierta con módulos solares “A” (m²).

$$A = (\text{Área} - \text{Panel}) * Nt \quad \text{Ec. 79}$$

3.4.13.3 Eficiencia real de los módulos solares en campo “r” (%).

$$r = \frac{(P_{max} - Real)}{(G - STC) * (\text{Área} - \text{Panel})} \quad \text{Ec. 80}$$

3.4.13.4 Producción de energía anual mínima del sistema fotovoltaico “E” (kWh/año).

$$E = (A) * (r) * (G - Opt) * (PR) \quad \text{Ec. 81}$$

3.4.13.5 Potencia pico instalada mínima “P Instalada” (kWp).

$$P \text{ Instalada} = A * r \quad \text{Ec. 82}$$

3.5 Procedimiento detallado para el dimensionamiento del sistema de puesta a tierra (SPT)

3.5.1 Malla del sistema de puesta a tierra.

Para el diseño de la malla de puesta a tierra de un sistema eléctrico, es necesario analizar diversos factores relacionados a las características del terreno y las características del tipo de instalación eléctrica. Entre estos factores, se destacan (Ministerio de Minas y Energía, 2013): (1) las características del suelo; en específico la resistividad, (2) la corriente máxima de falla a tierra; la cual puede obtenerse del operador de red, (3) el tiempo máximo de despeje de falla, (4) el tipo de carga del sistema eléctrico, (5) la resistencia de puesta a tierra, (6) las tensiones de paso, de contacto y transferidas al interior y exterior de la instalación, entre otros. Estos factores deben ser ajustados hasta alcanzar el cumplimiento de los

requerimientos técnicos y de seguridad establecidos en la norma IEEE-80 y en el RETIE, así como la legislación adicional referente al tipo específico de instalación eléctrica.

Otro aspecto importante para tener en cuenta en el diseño de un sistema de puesta a tierra, son los materiales para utilizar, entre ellos los más relevantes son (Ministerio de Minas y Energía, 2013): (1) electrodos de puesta a tierra, (2) conductor del electrodo de puesta a tierra o conductor a tierra y (3) conductor de protección o puesta a tierra de los equipos. Estos materiales deben cumplir una serie de requerimientos técnicos y de seguridad establecidos en el numeral 15.3 del RETIE.

A continuación, se presentan las ecuaciones y tablas para el diseño de una malla de un SPT.

3.5.1.1 Caracterización del suelo. La variable primaria requerida para el diseño de la malla de puesta a tierra es la resistividad. Esta debe ser medida por medio del uso de un telurómetro en dos alcances:

- **Resistividad del terreno “ ρ Ground” (Ω/m)**
- **Resistividad de la superficie “ ρ Superf” (Ω/m)**

Sin embargo, en caso de no contar con el equipamiento necesario, se puede tomar un valor estimado promedio obtenido de referencias oficiales, a partir del tipo de terreno que se tendrá en cuenta para el análisis y diseño de la malla.

3.5.1.2 Máxima resistencia de puesta a tierra “Res Max Tierra” (Ω). El valor de esta variable es dependiente del tipo de aplicación para cual se plantea el diseño de la malla, esto se puede apreciar en la tabla 15.4 del RETIE (anexo 14).

3.5.1.3 Dimensiones de la malla. Las dimensiones de la malla tienen un rol fundamental, debido a que sus valores tienen un peso significativo en la malla resultante. Las variables más importantes para considerar son:

- **Largo de la malla “ Lx ” (m)**
- **Ancho de la malla “ Ly ” (m)**
- **Perímetro de la malla “ Lp ” (m)**

$$Lp = (2 * Lx) + (2 * Ly) \quad \text{Ec. 83}$$

- **Área de la malla “ A Malla” (m^2)**

$$A \text{ Malla} = Lx * Ly \quad \text{Ec. 84}$$

- **Espaciamiento entre conductores “ D ” (m)**
- **Número de conductores a lo largo “ $M1$ ”**

$$M1 = 1 + \left(\frac{Lx}{D}\right) \quad \text{Ec. 85}$$

- **Número de conductores a lo ancho “ $M2$ ”**

$$M2 = 1 + \left(\frac{Ly}{D}\right) \quad \text{Ec. 86}$$

- **Número de varillas o electrodos “ N ”**
- **Longitud de la varilla o electrodo seleccionado “ Lv ” (m)**
- **Longitud del conductor horizontal “ Lc ” (m)**

$$Lc = (Lx * M1) + (Ly * M2) \quad \text{Ec. 87}$$

- **Longitud del conductor vertical “ Lr ” (m)**

$$Lr = (N * Lv) \quad \text{Ec. 88}$$

- **Longitud total del conductor “ L ” (m)**

$$L = L_c + L_r \quad \text{Ec. 89}$$

- **Espesor de la superficie “Esp Superf” (m):** hace referencia a una capa de cascajo de alta resistividad sobre la superficie del terreno destinado para la malla. Esta capa puede tener un espesor entre *0,08 m* y *0,15 m* (Ramirez, 2003).
- **Profundidad de la malla a tierra “h Malla” (m):** Normalmente, la malla se entierra a una profundidad entre *0,3 m* y *0,5 m*. Sin embargo, generalmente las capas superficiales de la tierra son de mayor resistividad que las capas más profundas, por tal razón se utilizan las varillas verticales (Ramirez, 2003).

3.5.1.4 Sección del conductor del electrodo de puesta tierra (mm²). Para la selección del conductor en baja tensión, se puede utilizar el anexo 5 (tabla 250-94 de la NTC2050) o con la siguiente ecuación obtenida de la norma IEC 60364-5-54 (Ministerio de Minas y Energía, 2013):

$$\text{Sección CEBT} = \frac{I_f * \sqrt{tc}}{K} \quad \text{Ec. 90}$$

Mientras para media, alta y extra alta tensión, se utiliza la siguiente ecuación (IEEE Power Engineering Society, 2000):

$$\text{Sección CEMT} = \frac{I_f * K_f * \sqrt{tc}}{1,9737} \quad \text{Ec. 91}$$

Dónde:

- **K_f**, es una constante de los diferentes materiales de los cuales se fabrican conductores.

Esta constante se obtiene de la tabla 15.3 del RETIE (anexo 15).

Es importante tener en cuenta que se recomienda usar como mínimo conductores de calibre 4/0 AWG (107 mm²) (Ramirez, 2003).

3.5.1.4.1 Diámetro del conductor del electrodo de puesta tierra “D Cable” (m). Es el diámetro del conductor seleccionado.

3.5.1.5 Corriente máxima de falla a tierra “If” (kA). Este valor debe solicitarse al operador de red.

3.5.1.6 Máxima tensión de contacto “Ec” (V). El cálculo de la tensión de paso, debe hacerse teniendo en cuenta la ecuación sugerida por (IEEE Power Engineering Society, 2000) para un ser humano de 50 kg:

$$Ec = \frac{116}{\sqrt{tc}} \quad \text{Ec. 92}$$

3.5.1.7 Tiempo de despeje de falla “tc” (ms). El tiempo de despeje de falla y la máxima tensión de contacto están ligadas directamente la una a la otra, de manera que, según la dimensión de la una, es la proporción de la otra, como se puede observar en el (anexo 16):

3.5.1.8 Tensiones admisibles de la malla a tierra.

3.5.1.8.1 Factor de superficie “K Superf”.

$$K \text{ Superf} = \frac{(\rho \text{ Ground} - \rho \text{ Superf})}{(\rho \text{ Ground} + \rho \text{ Superf})} \quad \text{Ec. 93}$$

3.5.1.8.2 Factor de reducción “Cs”.

$$Cs = 1 - \frac{0,09 * \left(1 - \frac{\rho \text{ Ground}}{\rho \text{ Superf}}\right)}{(2 * Esp \text{ Superf}) + 0,09} \quad \text{Ec. 94}$$

3.5.1.8.3 Máxima tensión de retícula admisible “Et-50” (V).

$$Et - 50 = (1000 + (1,5 * Cs * \rho \text{ Superf})) * \left(\frac{0,116}{\sqrt{0,6}}\right) \quad \text{Ec. 95}$$

3.5.1.8.4 Máxima tensión de paso admisible “Es-50” (V).

$$Es - 50 = (1000 + (6 * Cs * \rho \text{ Superf})) * \left(\frac{0,116}{\sqrt{tc}}\right) \quad \text{Ec. 96}$$

3.5.1.9 Resistencia real de puesta a tierra “Rg” (Ω).

Ec. 97

$$Rg = \rho \text{ Ground} * \left(\left(\frac{1}{L} \right) + \left(\left(\frac{1}{\sqrt{(20 * A \text{ Malla})}} \right) * \left(1 + \frac{1}{1 + (0,5 * \sqrt{(20 * A \text{ Malla})})} \right) \right) \right)$$

3.5.1.10 Máxima corriente de malla.

3.5.1.10.1 Factor de división de corriente “Sf”. Para obtener esta variable se hace uso de la figura C.1 de la IEEE-80 del 2000 (anexo 17), la cual es dependiente de “**Res Max Tierra**”.

3.5.1.10.2 Corriente de malla “Ig” (A).

$$I_g = I_f * S_f \quad \text{Ec. 98}$$

3.5.1.11 Máxima tensión de malla relativa a la remota “GPR” (V).

$$GPR = I_g * R_g \quad \text{Ec. 99}$$

3.5.1.12 Tensiones reales de la malla a tierra.

3.5.1.12.1 Número de conductores efectivos en paralelo en la malla a tierra “n”.

$$n = n_a * n_b * n_c * n_d \quad \text{Ec. 100}$$

3.5.1.12.1.1 factor “na”.

$$n_a = \frac{2 * L_c}{L_p} \quad \text{Ec. 101}$$

3.5.1.12.1.2 factor “nb”.

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 * \sqrt{A \text{ Malla}}}} \quad \text{Ec. 102}$$

3.5.1.12.1.3 factor “nc”.

$$n_c = \left(\frac{L_x * L_y}{A \text{ Malla}} \right)^{\frac{0,7 * A \text{ Malla}}{L_x * L_y}} \quad \text{Ec. 103}$$

3.5.1.12.1.4 factor “nd”.

$$n_d = \frac{\sqrt{(L_x^2 + L_y^2)}}{\sqrt{(L_x^2 + L_y^2)}} \quad \text{Ec. 104}$$

3.5.1.12.2 Factor de corrección por geometría de malla “Ki”.

$$K_i = 0,644 + (0,148 * n) \quad \text{Ec. 105}$$

3.5.1.12.3 Factor de corrección por varillas en las esquinas de la malla “Kii”. Este factor tiene un valor constante de 1. Sin embargo, en caso de tener varillas en el perímetro o las esquinas, se usa la siguiente ecuación:

$$K_{ii} = \left(\frac{1}{(2 * n)^{\frac{2}{n}}} \right) \quad \text{Ec. 106}$$

3.5.1.12.4 Factor de enterramiento de la malla “**Kh**”.

$$K_h = \sqrt{\left(1 + \left(\frac{h \text{ Malla}}{h_0}\right)\right)} \quad \text{Ec. 107}$$

Dónde:

- **H0**, es igual a **Im**.

3.5.1.12.5 Factor de geometría para tensiones de retícula “**Km**”.

Ec. 108

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * \left(\ln \left(\frac{(D')^2}{(16 * h \text{ Malla} * D \text{ Cable})} + \frac{(D' + (2 * h \text{ Malla}))^2}{(8 * (D' * D \text{ Cable}))} - \frac{h \text{ Malla}}{4 * D \text{ Cable}} \right) + \left(\left(\frac{K_{ii}}{K_h} \right) * \left(\ln \left(\frac{8}{\pi * (2n - 1)} \right) \right) \right) \right)$$

3.5.1.12.6 Factor de geometría para tensiones de paso “**Ks**”.

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left(\left(\frac{1}{2 * h \text{ Malla}} + \frac{1}{D' + h \text{ Malla}} + \frac{1}{D'} \right) * (1 - 0,5^{n-2}) \right) \quad \text{Ec. 109}$$

3.5.1.12.7 Tensión de retícula real “**Em**” (V).

$$E_m = \frac{(\rho \text{ Ground} * I_g * K_m * K_i)}{LM} \quad \text{Ec. 110}$$

3.5.1.12.7.1 Longitud efectiva del conductor y las varillas enterradas para la tensión de retícula “**LM**” (m).

$$LM = L_c + \left(\left(1,55 + \left(1,22 * \left(\frac{L_r}{\sqrt{(Lx^2 + Ly^2)}} \right) \right) \right) * L_r \right) \quad \text{Ec. 111}$$

3.5.1.12.8 Tensión de paso real “**Es**” (V).

$$E_s = \frac{(\rho \text{ Ground} * I_g * K_s * K_i)}{LS} \quad \text{Ec. 112}$$

3.5.1.12.8.1 Longitud efectiva del conductor y las varillas enterradas para la tensión de paso “**LS**” (m).

$$LS = (0,75 * L_c) + (0,85 * L_r) \quad \text{Ec. 113}$$

3.5.2 Apantallamiento contra descargas atmosféricas.

La protección contra descargas atmosféricas es de gran importancia en los sistemas fotovoltaicos, esto debido a que el generador PV siempre está expuesto a fuertes factores meteorológicos como lo son las tormentas eléctricas o descargas aisladas a cielo abierto. Para mitigar o controlar el impacto que pueden causar dichos fenómenos meteorológicos, se utiliza un sistema de apantallamiento.

Para determinar el sistema de apantallamiento necesario, se deben realizar 3 subprocedimientos, los cuales son (Ministerio de Minas y Energía, 2013): (1) evaluar el nivel de riesgo frente a rayos, (2) diseñar el sistema de apantallamiento y (3) seleccionar de los componentes a utilizar.

3.5.2.1 Evaluación del nivel de riesgo. Hace referencia al nivel de riesgo de que se presenten descargas atmosféricas en la locación donde se planea la instalación PV.

3.5.2.1.1 Densidad de descargas a tierra “DDT”. Para determinar este índice, se utiliza la tabla A.6 de la NTC 4552-1 (anexo 18), en la cual se ubica la ciudad de la locación o la más próxima, con el objetivo de obtener la densidad promedio.

3.5.2.1.2 Corriente pico promedio de descarga del rayo “ I_{ab} ” (kA). Para obtener este parámetro, se utiliza la figura A.6 de la NTC 4552-1 (anexo 19).

3.5.2.1.3 Nivel de exposición al rayo. A partir del valor del “DDT” e “ I_{ab} ”. Se obtiene el nivel de exposición al rayo, por medio del uso de la tabla 1 de la NTC 4552 (anexo 20).

3.5.2.1.4 Subindicador de uso de la estructura “ I_{uso} ”. Para obtener este parámetro es necesario identificar el uso para el cual está destinado la estructura a proteger y utilizar la tabla 3 de la NTC 4552 (anexo 21).

3.5.2.1.5 Subindicador del tipo de estructura “IT”. Para obtener este parámetro es necesario identificar el tipo de estructura a proteger y utilizar la tabla 4 de la NTC 4552 (anexo 22).

3.5.2.1.6 Subindicador de área y altura de la estructura “*Iaa*”. Para obtener este parámetro es necesario conocer el área y la altura de la estructura a proteger y utilizar la tabla 5 de la NTC 4552 (anexo 23).

3.5.2.1.7 Indicador de gravedad “*IG*”.

$$IG = I_{uso} + IT + I_{aa}$$

Ec. 114

A partir del resultado de “*IG*” y utilizando la tabla 2 de la NTC 4552 (anexo 24), se obtiene el nivel de gravedad.

3.5.2.1.8 Matriz de nivel de riesgo. Luego de obtener el nivel de exposición al rayo y el nivel de gravedad, se reemplazan en el anexo 25 (tabla 6 de la NTC 4552) y se obtiene el nivel de riesgo de la instalación.

3.5.2.1.9 Acciones recomendadas según el nivel de riesgo. De acuerdo con el nivel de riesgo, se recomiendan una serie de medidas, las cuales se describen en la tabla 7 de la NTC 4552 (anexo 26).

3.5.2.1.9.1 SPE. Hace referencia a un sistema de protección externo, también conocido como apantallamiento, el cual está compuesto de diversos elementos y/o dispositivos, tales como: (1) puntas captadoras, (2) bajantes, (3) PTPR, (4) conectores, (5) herrajes, entre otros (ICONTEC, 2004).

3.5.2.1.9.2 SPI. Hace referencia a un sistema de protección interno, basado en la equipotencialización de acometidas, bandejas portacables, tuberías metálicas, entre otras partes metálicas normalmente no energizadas. Además se deben usar dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) (ICONTEC, 2004).

3.5.2.2 Diseño del sistema de apantallamiento. Existen varios métodos para el diseño de los sistemas de apantallamiento, dentro de los cuales destacan: (1) los métodos de diseños empíricos o geométricos; los cuales se dividen en ángulo fijo y de curva fija y (2) el método Electrogeométrico (EGM) (Ramirez, 2003).

El componente fundamental del apantallamiento es el sistema de captación, debido a que es el encargado de interceptar el impacto del rayo. En la (ICONTEC, 2008b) se presentan 3 métodos para el diseño del sistema de captación del sistema de apantallamiento, el cual a su vez debe integrarse a la malla de puesta a tierra. Estos métodos son: (1) ángulo de protección; el cual se utiliza para edificaciones con formas simples, pero se limita a la altura de estos y al tamaño del sistema de captación, (2) enmallado; se usa para proteger superficies planas como techos o terrazas y (3) esfera rodante; el cual puede aplicarse para estructuras de no más de 55m de altura (ICONTEC, 2008b).

Para el caso de estudio a considerar, se hará uso del método de la esfera rodante, el cual se detalla a continuación.

3.5.2.2.1 Apantallamiento por método de esfera rodante. Consiste en posicionar los terminales o puntas captadoras de tal forma que una esfera de radio determinado nunca toque la estructura a proteger, de tal forma que la esfera este soportada por una de las puntas captadoras (ICONTEC, 2008b).

Cuando en la parte superior de la estructura existen varios niveles o en un conjunto de estructuras una es más alta que el radio de la esfera rodante, los puntos laterales tangentes a la esfera son factibles de ser impactados. Sin embargo, para estructuras menores de 60 m la probabilidad de impacto lateral es muy pequeña (ICONTEC, 2008b).

El radio de la esfera está determinado por el nivel de riesgo al cual se encuentra sometida la estructura (ICONTEC, 2008b).

3.5.2.2.1.1 *Nivel de protección contra rayos “NPR” y radio de la esfera rodante “Rsc”.* A partir del uso de la tabla 6 de la NTC 4552-1 (anexo 27), se puede obtener el nivel de protección contra rayos y el radio de la esfera rodante, teniendo en cuenta la corriente pico mínima.

3.5.2.2.1.2 *Diámetro de la esfera rodante “Dsc”.*

$$Dsc = 2 * Rsc$$

Ec. 115

Posterior a la obtención del diámetro de la esfera rodante, se debe plasmar en planos las medidas generales de la estructura, con el objetivo de determinar la ubicación de las esferas y a su vez las puntas captadoras.

3.5.2.3 *Selección de componentes.* Los componentes por utilizar deben cumplir una serie de lineamientos establecidos en el apartado 5.3 de la NTC 4552.

3.5.2.3.1 *Terminales de captación.* La selección de los terminales de captación debe realizarse por medio del uso de la tabla 8 de la NTC 4552 (anexo 28).

Sin embargo, se recomienda el uso de varillas solidas o tubulares en forma de bayoneta de una longitud estándar mínima de 2,4m (ICONTEC, 2004).

3.5.2.3.2 *Bajantes.* Los bajantes deben cumplir los requerimientos de la tabla 9 de la NTC 4552 (anexo 29).

Es importante también tener en cuenta que todos los bajantes deben instalarse en la parte externa de la estructura separados como mínimo 10 metros y deben terminar en un electrodo de puesta a tierra. Además, el punto de conexión de los bajantes y los electrodos deben ser protegidos por tubería aislada de mínimo 2 metros de longitud (ICONTEC, 2004).

3.5.2.3.3 PTPR. Es un conductor enterrado en el suelo, cuya función es dividir y dispersar las corrientes del rayo en el suelo. Estos deben construirse con electrodos según la tabla 10 de la NTC 4552 (anexo 30) y cables desnudos de doble electrolítico recocido que cumplan la NTC 2187. Estos deben ser enterrados 0,5m bajo el terreno o 0,9m en vías (ICONTEC, 2004).

3.5.2.3.4 Conexiones. Las conexiones entre cableado y electrodos deben realizarse mediante soldadura exotérmica o por conectores que cumplan los requerimientos de la NTC 4628 o IEEE-837. Además se deben tomar las medidas necesarias para evitar la corrosión extrema (ICONTEC, 2004).

3.6 Aspectos de la modelación y/o evaluación energética para sistemas de bombeo: economía y energía

Para la realización de un análisis económico-energético adecuado, es necesario definir los aspectos a partir de los cuales se desarrollará el mismo, debido a que tales factores establecen el marco de evaluación y el alcance de este. A continuación, se presenta una visión general de los más destacados:

3.6.1 Flujo de caja.

Es una herramienta financiera que permite ordenar y/o visualizar los movimientos económicos tales como inversión, amortización y ganancias referentes a un proyecto durante su vida útil. Este permite hacer una previsión preliminar del comportamiento financiero del proyecto (Ortiz Anaya, 2002).

3.6.2 NPC.

Costo Presente Neto o Net Present Cost por sus siglas en inglés. Es un indicador económico conocido también como costo de ciclo de vida, y se refiere al valor resultante de restar todos los costos de inversión relacionados al montaje, operación y mantenimiento de un

proyecto a lo largo de su vida útil, menos las ganancias obtenidas durante el mismo lapso de tiempo (Kondili, 2010). Este indicador se puede obtener por medio de la siguiente ecuación:

$$NPC = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} \quad \text{Ec. 116}$$

Dónde:

- **I_0** , es el capital inicial de inversión del proyecto.
- **F_t** , es la diferencia entre los ingresos y gastos del proyecto durante su vida útil o flujo de caja.
- **k** , es la tasa de descuento del proyecto.
- **n** , número de periodos a considerar el proyecto.

3.6.3 LCOE.

Los Costos Nivelados de la Energía o LCOE por sus siglas en inglés, es un indicador que permite comparar los costos unitarios de producción de energía a lo largo de la vida útil de un proyecto. Dicho indicador, consiste en la ratio entre el total de gastos durante la vida útil del proyecto y el total de electricidad que se espera generar, dando como resultado un valor en términos de \$/kWh/año (Reichelstein & Yorston, 2013). Este indicador se puede obtener de forma general a través de la siguiente ecuación:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_0 + O\&Mt}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E}{(1+k)^t}} \quad \text{Ec. 117}$$

Dónde:

- **$O\&Mt$** , son los gastos de operación y mantenimiento en el año **t** .
- **E** , es la energía eléctrica que se espera producir en el año **t** .

3.6.4 Costos operativos.

Es el valor anual de todos los costos posteriores al capital inicial del proyecto (HOMER, 2019).

Capítulo 4. Metodología

4.1 Definición del caso de estudio

Para el presente proyecto, se tomará como caso de estudio el municipio de Agua de Pablo, Atlántico, Colombia. El cual se caracteriza a continuación:



Figura 11. Delimitación del predio objetivo del proyecto.

En cuanto a infraestructura eléctrica del corregimiento se refiere, la capacidad y la cobertura limitada de las redes existentes (XM, 2019); como el hecho que el punto de conexión a la red más próximo a la localización del proyecto se encuentra a aproximadamente 100 metros y la no continuidad en el servicio, dificultan el suministro confiable de energía eléctrica en el corregimiento de Aguada de Pablo; lo cual es indispensable para la exitosa aplicación de proyectos que promuevan el desarrollo y modernización agronómica de este. Entonces, se hace necesario implementar soluciones que garanticen las condiciones para la aplicabilidad de los proyectos que promuevan el desarrollo, como lo son la autonomía energética e hídrica.

4.2 Requerimiento hídrico

Para el caso de estudio, se tomará como referencia las siguientes condiciones, basadas en lo descrito por (Mercado-Javier, Rico-Ponce, Miranda-Salcedo, Teniente-Oviedo, & Treviño-De La Fuente, 2011) y (Hernández-Delgado, 2015):

Tabla 5

Caracterización del cultivo.

<u>ITEM</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>
Cultivo	Mango
Tamaño del cultivo (Ha)	1
Requerimiento hídrico diario (m³)	28

Nota: Elaboración propia.

4.3 Sistema de bombeo

A continuación, se presenta la metodología para el diseño y dimensionamiento del sistema de bombeo.

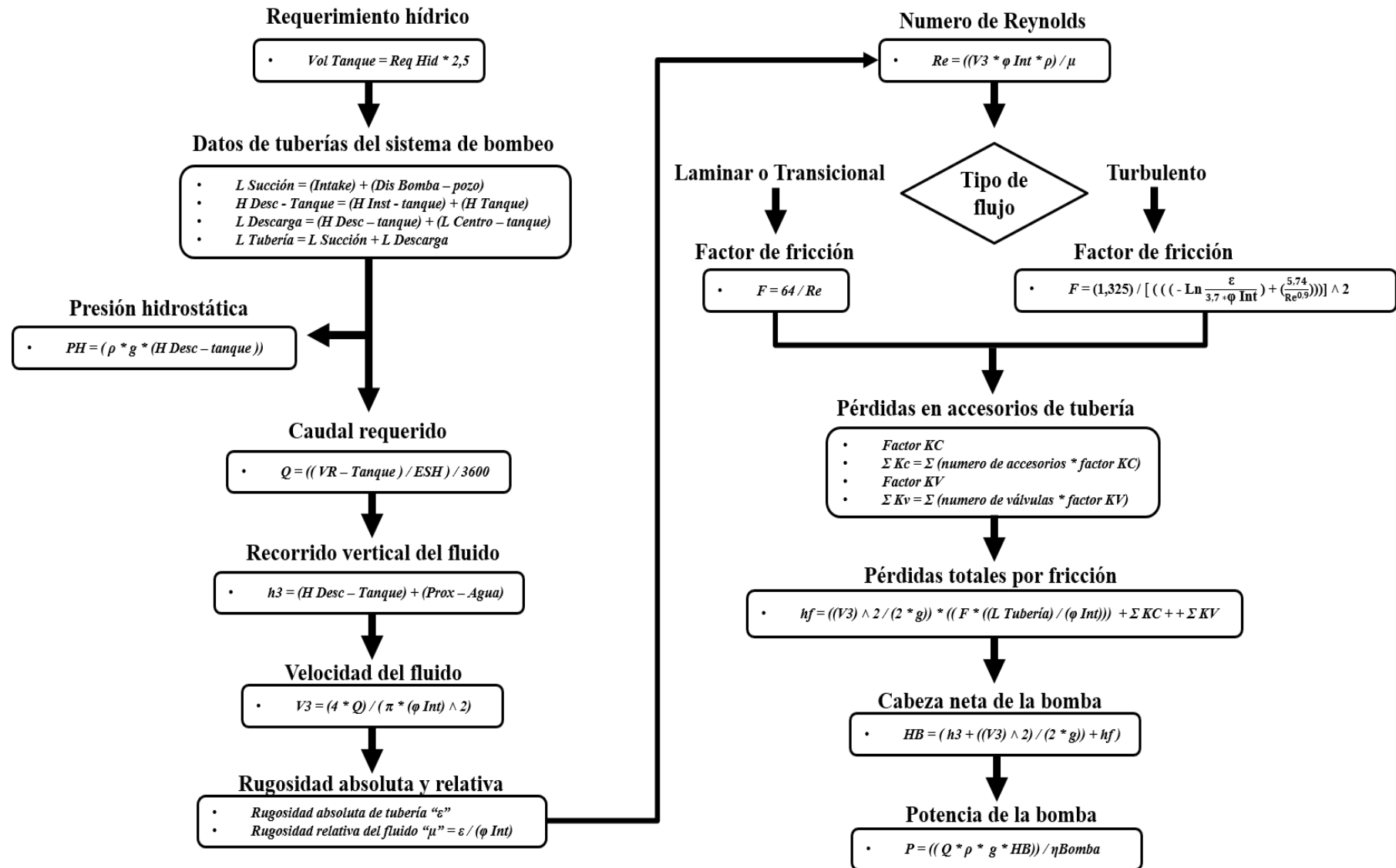


Figura 12. Flujograma de dimensionamiento de bomba.

4.4 Procedimiento de dimensionamiento del sistema fotovoltaico

En la tabla 6, se describen las características generales y específicas referentes a los recursos naturales y cualidades del terreno disponibles en la locación.

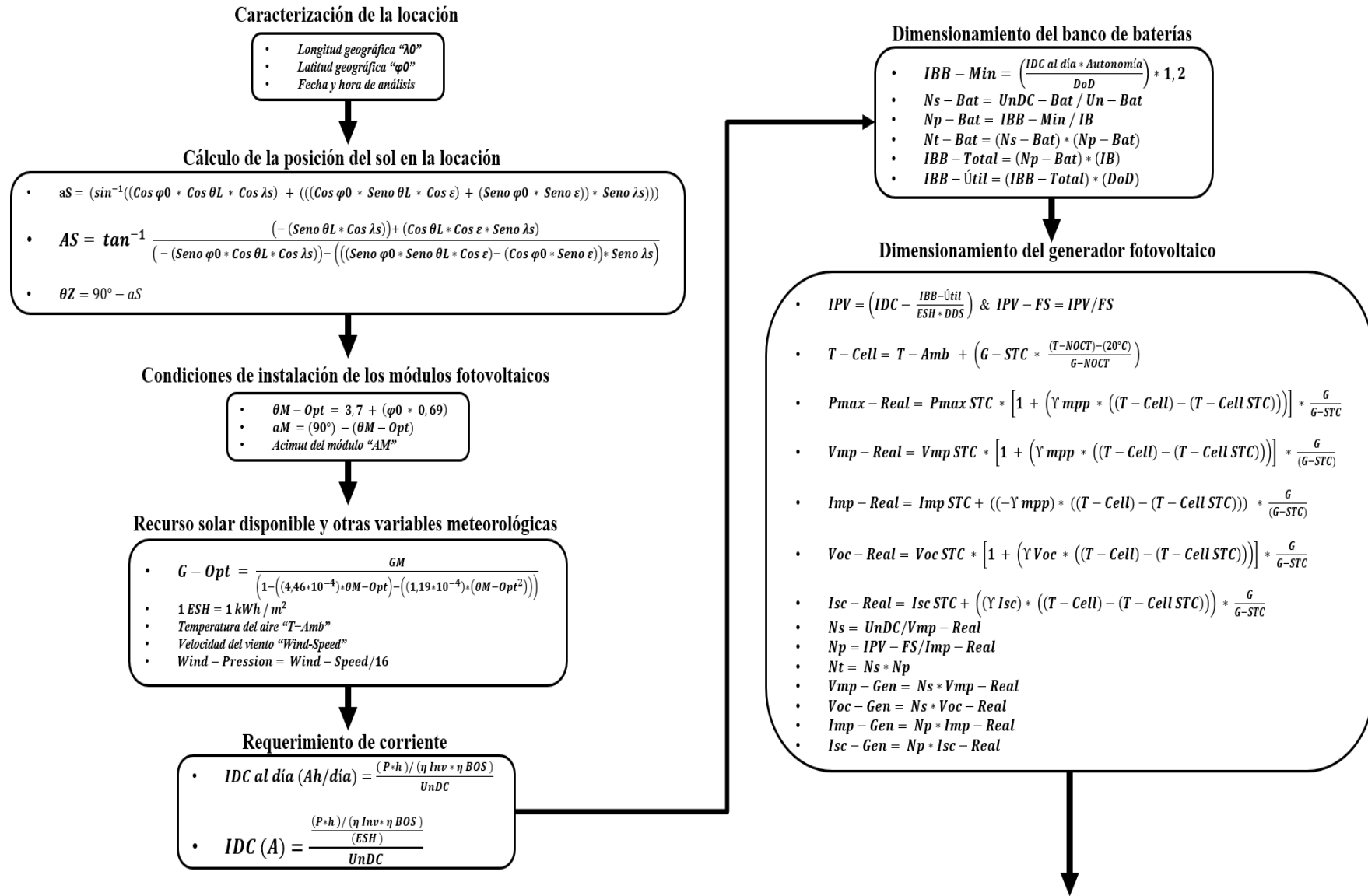
Tabla 6

Caracterización de la locación.

ITEM	DESCRIPCIÓN
Locación	Aguada de Pablo, Atlántico, Colombia
Longitud geográfica (°)	-75,01
Latitud geográfica (°)	10,52
Temperatura ambiente promedio (°C)	28,1
Velocidad del viento promedio (m/s)	5,9
Ángulo de inclinación básico para módulos solares (°)	15
Irradiación solar horizontal diaria mínima al ángulo de inclinación básico (kWh/m ² /día)	4,68
Irradiación solar horizontal anual promedio al ángulo de inclinación básico (kWh/m ² /año)	1923,55
Precipitaciones promedio anuales (mm)	170
Tipo de terreno	Arenoso húmedo
Resistividad promedio del terreno (Ω/m)	300
Resistividad de la superficie (Ω/m)	4000

Nota: Elaboración propia.

A continuación, se presenta la metodología para el diseño y dimensionamiento del sistema fotovoltaico.



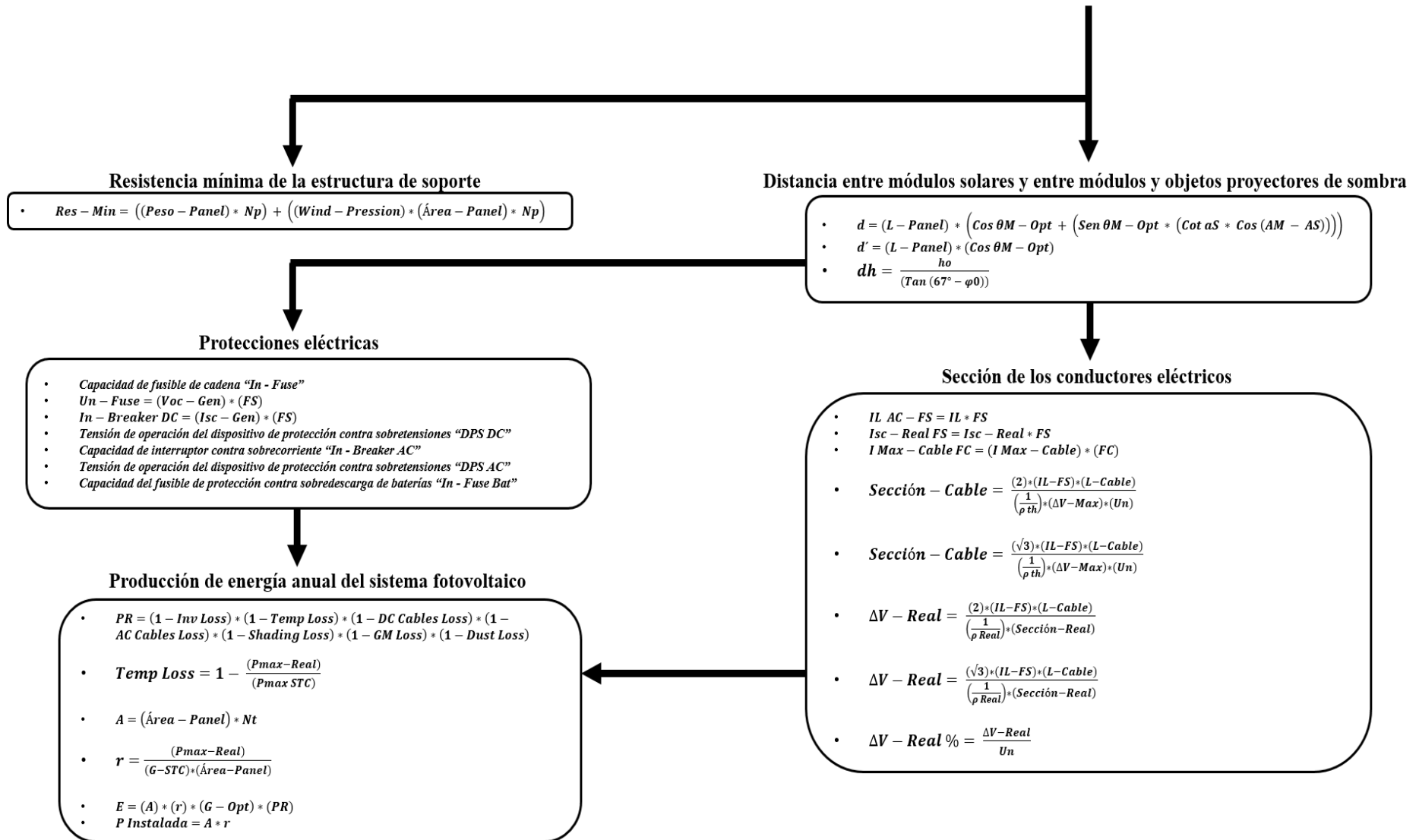


Figura 13. Flujoograma de dimensionamiento de sistema fotovoltaico.

4.5 Procedimiento de modelación energética en HOMER

Para el proceso de modelación energética, se utiliza el software HOMER Energy; el cual analiza y evalúa el comportamiento de los sistemas eléctricos y resulta en la configuración más costo-efectiva.

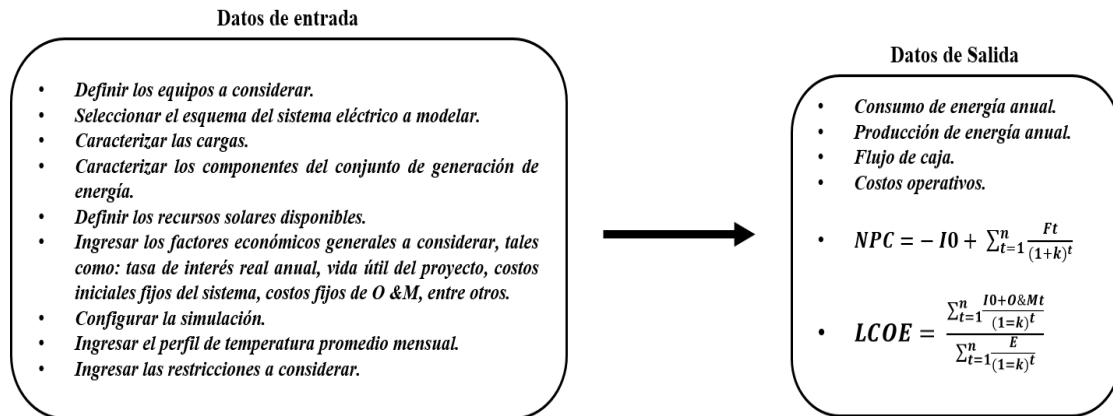


Figura 14. Flujograma de modelación energética.

Capítulo 5. Resultados

A continuación, se presentan los resultados del diseño, dimensionamiento y modelación energética y económica del sistema de bombeo solar fotovoltaico propuesto para zonas rurales: caso aguada de pablo, atlántico. Así como los componentes seleccionados.

5.1 Sistema de bombeo y de almacenamiento de agua

En la siguiente tabla se presentan las características del sistema de bombeo diseñado.

Tabla 7

Caracterización del sistema de bombeo diseñado.


ITEM	DESCRIPCIÓN
Tipo de bombeo requerido	Pozo profundo
Tipo de fluido	Agua con posible contenido de sólidos
Tipo de bomba requerida	Superficial
Profundidad de captación (m)	30
Capacidad del tanque de almacenamiento (m ³)	70
Autonomía hídrica (días)	2,5
Presión hidrostática del tanque a máxima capacidad (kPa)	116,2
Tipo de tubería	PVC
Diámetro nominal de la tubería (")	3
Longitud total de la tubería (m)	53,85
Número de codos*	2
Número de válvulas*	1
Caudal de bombeo mínimo (Lt/min)	291,67
Cabeza neta mínima (m)	33,86

Nota: Elaboración propia. *Tienen el mismo diámetro nominal de la tubería.

A partir de lo establecido en el anexo 6 y en la tabla 7, se procedió a seleccionar una bomba que cumpliera los requisitos del sistema. A continuación, se presenta la bomba seleccionada para el proyecto.

Tabla 8

Ficha técnica de la bomba.


<u>ITEM</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>ILUSTRACIÓN</u>
Marca	BARNES	
Modelo	AE360	
Tipo de bomba	Superficial Centrífuga Autocebante	
Flecha del motor (HP)	6	
Potencia (W)	4476	
Tipo de motor eléctrico	Trifásico 220 / 440 VAC	
Requerimiento de corriente (A)	19 / 9,5	
RPM nominal	3600	
Aislamiento	Clase F	
Caudal máximo (Lt/min)	1135,62	
Altura máxima (cabeza neta) (m)	40	
Diámetro de succión (")	3	
Diámetro de descarga (")	3	

Nota: Elaboración propia.

Con el objetivo de controlar de manera eficiente el llenado del tanque de almacenamiento de agua, se utilizará un sensor de nivel, el cual se instalará dentro del mismo y se presenta a continuación.

Tabla 9

Ficha técnica del sensor de nivel.

<u>ITEM</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>ILUSTRACIÓN</u>
Marca	EXCELINE	
Modelo	GFE-MV5M	
Voltaje nominal (V)	120 / 220	
Vida útil (operaciones)	50000	
Capacidad de carga (A)	16 / 4	

Nota: Elaboración propia.

5.1.1 Plan de mantenimiento del sistema de bombeo.

Tabla 10

Plan de mantenimiento del sistema de bombeo de agua subterránea.

<u>CICLO</u>	<u>ACTIVIDAD</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>EQUIPAMIENTO NECESARIO</u>
DIARIO	INSPECCIÓN VISUAL	Observar el funcionamiento de la bomba durante la operación, con el objetivo de identificar fugas, sonidos inusuales, vibraciones y olores anormales en la bomba misma o en las tuberías, uniones y accesorios en general. Con el fin de dar soporte para la intervención necesaria en el mantenimiento mensual y/o trimestral.	Lista de chequeo y lápiz con que anotar las anomalías halladas.
	INSPECCIÓN MECÁNICA	Verificar que los puntos de anclaje o montaje de la bomba estén en correcto estado, inspeccionar los sellos y empaques, revisar las bridas de la bomba en busca de fugas, inspeccionar los acoples, cojinetes y tuberías.	Juego de llaves de boca, herramientas manuales, cepillo de cerdas plásticas, agua.
MENSUAL	LUBRICACIÓN	Lubricar el motor y el cojinete de la bomba según las recomendaciones del fabricante.	Aceite lubricante, bayetas para limpieza.
	INSPECCIÓN DE MOTOR, CONEXIONES Y ACCESORIOS ELÉCTRICOS	Verificar que todas las conexiones estén ajustadas; sino ajustar correctamente, inspeccionar las ventilas y bobinados del motor, con el objetivo de identificar el exceso de polvo y/o suciedad para posteriormente limpiar, revisar el funcionamiento del flotador eléctrico.	Juego de llaves torx, juego de llaves de boca, limpiador de contactos, bayetas, herramientas manuales, soplador eléctrico, entre otros accesorios.
	PRUEBAS DE AISLAMIENTO	Ejecutar pruebas de aislamiento para verificar que la resistencia de aislamiento de la bomba se encuentre dentro de los límites recomendados, debido a que un valor bajo podría indicar la posibilidad de fallas operacionales del motor.	Medidor de aislamiento.
TRIMESTRAL	REEMPLAZAR PARTES DAÑADAS	Reemplazar las partes dañadas, en mal estado o desgastadas, anteriormente identificadas en las inspecciones visuales, mecánicas y eléctricas.	Juego de llaves torx, juego de llaves de boca, limpiador de contactos, bayetas, herramientas manuales, soplador eléctrico y todos los repuestos a instalar, entre otros.

Nota: Elaboración propia, basada en (SENA, 1999) & (Pumps & systems, 2020).

5.2 Sistema fotovoltaico y de almacenamiento de energía

A continuación, se presentan las características del sistema fotovoltaico diseñado.

Tabla 11

Condiciones de trabajo esperadas.

<u>ITEM</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>
Altitud solar (°)	35,98
Acimut solar (°)	230,64
Cenit solar (°)	54,03
Ángulo de inclinación óptimo para módulos solares (°)	10,96
Altitud del arreglo PV (°)	79,04
Acimut del arreglo PV (°)	0
Orientación de instalación de módulos solares	Vertical
Distancia mínima entre filas de módulos solares (m)	1,72
Irradiación solar horizontal diaria mínima al ángulo de inclinación óptimo (kWh/m ² /día)	4,77
Irradiación solar horizontal anual promedio al ángulo de inclinación óptimo (kWh/m ² /año)	1961,16

Nota: Elaboración propia.

Tabla 12

Caracterización del sistema fotovoltaico diseñado.

<u>ITEM</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>
Requerimiento de voltaje AC a entregar por el inversor solar (V)	220
Requerimiento de corriente AC nominal a entregar por el inversor solar (A)	19
Voltaje nominal del sistema PV (V)	120
Requerimiento de corriente DC a generar por el arreglo PV (A)	47,5
Numero de módulos solares en serie por cadena	4
Numero de módulos solares en paralelo por arreglo o matriz	5
Número total de módulos solares	20
Voltaje nominal del arreglo PV en su MPP (V)	137,22
Voltaje de circuito abierto del arreglo PV (V)	172,15
Corriente nominal del arreglo PV en su MPP (A)	53,44
Corriente de cortocircuito del arreglo PV (A)	55,79
Potencia pico del arreglo PV a STC (kW)	8,3


<u>ITEM</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>
Potencia pico del arreglo PV a condiciones esperadas de trabajo (kW)	7,25
Producción de energía anual mínima del sistema PV (kWh/año)	10067
Voltaje nominal del banco de baterías (V)	48
Capacidad mínima requerida del banco de baterías para alimentar las cargas (Ah)	211,93
Autonomía energética del banco de baterías (ciclos de operación)	1
Máxima profundidad de descarga del banco de baterías (%)	80
Capacidad necesaria del banco de baterías para garantizar la autonomía (Ah)	317,9
Numero de baterías en serie	4
Numero de baterías en paralelo	3
Número total de baterías	12
Capacidad total del banco de baterías (Ah)	450
Capacidad útil del banco de baterías (Ah)	360

Nota: Elaboración propia.

Los componentes elegidos para el sistema fotovoltaico y de almacenamiento de energía se muestran a continuación:

Tabla 13

Ficha técnica del inversor solar.


<u>ITEM</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>ILUSTRACIÓN</u>
Marca	MUST SOLAR	
Modelo	PV3500 PRO-12K	
Tipo de inversor solar	Inversor-controlador y/o arrancador de motor	
Forma de onda	Sinusoidal pura	
Capacidad de arranque de motores (HP)	6	
Potencia nominal (W)	12000	
Potencia pico (20 ms) (W)	36000	
Voltaje máximo de entrada PV (V)	147	
Voltaje de entrada del banco de baterías (V)	48	
Voltaje nominal de salida AC (V)	220 / 230 / 240	
Eficiencia de conversión (%)	88	
Frecuencia (Hz)	50 / 60	
Rango de temperatura de trabajo (°C)	0 a 40	
Dimensiones W x L x H (mm)	410 x 670 x 215	

Nota: Elaboración propia.

Este inversor fue seleccionado debido a que: 1) es capaz de cumplir las funciones de inversor, controlador de carga de baterías y de controlar el arranque de motores de hasta 6 HP; siendo así idóneo para la bomba seleccionada y 2) es capaz de manejar la inyección y/o entrada de energía de hasta 3 fuentes distintas como pueden ser: solar PV, eólica y red tradicional; facilitando así su utilización para una posible futura conexión a la red.

Tabla 14

Ficha técnica del módulo solar.


ITEM	DESCRIPCIÓN	ILUSTRACIÓN
Marca	CANADIAN SOLAR	
Modelo	CS3W-415P	
Tecnología de celdas solares	Policristalinas PERC Half-Cut Cell	
Numero de celdas	144	
Pmax STC (W)	415	
Vmp STC (V)	39,3	
Voc STC (V)	47,8	
Imp STC (A)	10,56	
Isc (A)	11,14	
Eficiencia de conversión (%)	18,79	
Coefficiente de temperatura Pmax (% / °C)	-0,37	
Coefficiente de temperatura Voc (% / °C)	-0,29	
Coefficiente de temperatura Isc (% / °C)	0,05	
Rango de temperatura de trabajo (°C)	-40 a 85	
Peso (kg)	24,9	
Dimensiones L x W x D (mm)	2108 x 1048 x 40	

Nota: Elaboración propia.

Este módulo PV fue seleccionado teniendo en cuenta las condiciones geográficas y meteorológicas de la locación descritas en la tabla 6 y según las características del mismo presentadas en los anexos 1 y 2. Por medio de los cuales se llegó a la conclusión que el presente modulo solar es el idóneo para obtener el mejor rendimiento de producción energética del sistema PV y costo efectivo para el proyecto en sí.

Tabla 15

Ficha técnica de la batería.

<u>ITEM</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>ILUSTRACIÓN</u>
Marca	NARADA	
Modelo	MPG12V150F	
Tipo	Ciclo profundo	
Tecnología	GEL VRLA	
Voltaje nominal (V)	12	
Capacidad nominal (Ah)	150	
Corriente de carga recomendada (A)	37,5	
Rango de temperatura de trabajo (°C)	-40 a 50	
Temperatura de almacenamiento (°C)	-20 a 40	
Peso (kg)	52	
Dimensiones L x H x W (mm)	558 x 310 x 125	

Nota: Elaboración propia.

Esta batería fue seleccionada basándose en las características de operación del sistema de bombeo PV así como el perfil de temperatura ambiente de la locación. Los cuales se analizaron con la información comparativa descrita en el anexo 3. Resultando en la selección del presente modelo de batería para el proyecto como la opción de mejor rendimiento.

5.2.1 Plan de mantenimiento del sistema fotovoltaico y de almacenamiento de energía.

El mantenimiento del sistema PV es vital para la conservación de los componentes, prolongar su vida útil y garantizar el suministro de energía. Por tal razón, a continuación, se presenta el plan de mantenimiento recomendado.

Tabla 16

Plan de mantenimiento del sistema PV y de almacenamiento de energía.

<u>CICLO</u>	<u>COMPONENTE</u>	<u>ACTIVIDAD</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>EQUIPAMIENTO</u>
				<u>NECESARIO</u>
SEMANAL / MENSUAL	MÓDULOS SOLARES	INSPECCIÓN VISUAL	Verificar el estado del vidrio de los paneles solares buscando rayones, rupturas o defectos en la hoja frontal y en la hoja trasera.	EPPs, lista de chequeo, lápiz y cámara para capturar evidencias de las anomalías halladas.
		LIMPIEZA	Limpiar la superficie de los paneles solares con un paño y agua antes de que salga el sol o después de que se oculte. (nunca utilizar jabones ni detergentes)	Bayeta, recipiente y agua.
	ESTRUCTURA	AJUSTE	Verificar y ajustar tornillería, ángulo de inclinación y ángulo azimutal óptimo.	EPPs, juego de llaves, herramientas manuales, brújula, Inclinómetro, Torquímetro, entre otras.
		LIMPIEZA Y/O DESINFECCIÓN	Verificar deterioro por óxido, retirar agentes biológicos y cambiar partes en mal estado.	EPPs, bayetas, desinfectante.
		INSPECCIÓN VISUAL	Verificar el estado de la carcasa, terminales y conexiones de la batería, en busca de aberturas, grietas, oxidación, sulfatación, conexiones sueltas, etc.	EPPs, lista de chequeo, lápiz y cámara para capturar evidencias de las anomalías halladas.
	BANCO DE BATERÍAS	AJUSTE	Verificar y ajustar los terminales y conexiones en cada batería.	EPPs, torquímetro, etc.
		ECUALIZACIÓN	Realizar la ecualización de las baterías, es decir, una sobrecarga de energía forzada con el objetivo de igualar las cargas de las baterías y a su vez, eliminar la sulfatación.	EPPs, torquímetro, juego de llaves, cargador de baterías, etc.
		MEDICIÓN DE GRAVEDAD ESPECIFICA	Medir la gravedad específica de cada batería, con el fin de chequear el estado de carga de las baterías.	EPPs, torquímetro, hidrómetro, etc.

<u>CICLO</u>	<u>COMPONENTE</u>	<u>ACTIVIDAD</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>EQUIPAMIENTO</u>
				<u>NECESARIO</u>
BIMENSUAL	INVERSOR	INSPECCIÓN VISUAL	Verificar que el inversor opere sin alarmas, que el cableado; los conectores y la señalización se encuentren en buen estado. Además, verificar que la entrada y salida de ventilación estén sin obstrucciones.	EPPs, lista de chequeo, lápiz y cámara para capturar evidencias de las anomalías halladas.
		AJUSTE Y OPERACIONES	Verificar y ajustar las prensaestopas y los tornillos de las tapas de conexiones AC y DC, revisar el historial de alarmas del inversor.	EPPs, herramientas manuales y cámara para capturar evidencias de las anomalías halladas.
		LIMPIEZA	Limpiar la carcasa del equipo y las entradas y salidas de ventilación.	EPPs, bayeta, limpiador de contactos electrónicos.
	PROTECCIONES ELÉCTRICAS	INSPECCIÓN VISUAL	Verificar el estado físico de las protecciones eléctricas y de las conexiones de las mismas, en busca de evidencia de eventos indeseados.	EPPs, lista de chequeo, lápiz y cámara para capturar evidencias de las anomalías halladas.
		AJUSTES	Ajustar la tornillería donde se conecta el cableado de entrada y salida y operar los interruptores AC y DC 10 veces; con el fin de evitar la corrosión. Se recomienda que se haga en la noche o en ausencia de luz solar).	EPPs, herramientas manuales, etc.
	CABLEADO	INSPECCIÓN VISUAL	Verificar el estado físico del cableado con el objetivo de hallar posible deterioro o rasgaduras en el aislamiento.	EPPs, lista de chequeo, lápiz y cámara para capturar evidencias de las anomalías halladas.
	MÓDULOS SOLARES	SOMBREADO	Verificar que no haya objetos proyectando sombra sobre los paneles solares, en caso de ser objetos; retirarlos, en caso de ser ramas de árboles; podarlas al punto que sea necesario.	EPPs, herramientas varias y cámara para capturar evidencias de las anomalías halladas.

<u>CICLO</u>	<u>COMPONENTE</u>	<u>ACTIVIDAD</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>EQUIPAMIENTO</u>
				<u>NECESARIO</u>
TRIMESTRAL		CONTROL DE CONEXIONES	Verificar que los cables de interconexión estén en su lugar, también que no haya cables sueltos ni cortados o que haya señales de permanencia de animales.	EPPs, herramientas varias y cámara para capturar evidencias de las anomalías halladas.
	MÓDULOS SOLARES	PRUEBAS DE TERMOGRÁFIA	Medir la temperatura del módulo solar. Con el objetivo de identificar puntos calientes que puedan generar fallas.	EPPs, cámara termográfica y memoria SD.
		PRUEBAS DE CARGA	Medir la carga eléctrica disponible en cada batería.	EPPs, multímetro y/o probador de baterías.
	BANCO DE BATERÍAS	PRUEBAS DE CAPACIDAD	Medir la capacidad real actual de cada batería, se conecta una carga de corriente constante a la batería y se toma el tiempo que tarda en descargarse. Con el objetivo de identificar la cantidad máxima de energía que será capaz de entregar el banco de baterías y el tiempo que tardará en descargarse en condiciones reales.	EPPs, carga eléctrica de corriente constante.
	INVERSOR			
	PROTECCIONES ELÉCTRICAS	PRUEBAS DE TERMOGRÁFIA	Medir la temperatura del componente y sus conexiones. Con el objetivo de identificar puntos calientes que puedan generar fallas.	EPPs, cámara termográfica y memoria SD.
	CABLEADO			

Nota: Elaboración propia, basada en (U.S. Department of Energy, 2015)& (Green Yellow, 2019).

5.3 Sistema de puesta a tierra interno y externo (SPE & SPI)

Con el objetivo de ofrecer protección contra eventos de carácter eléctrico internos y externos, se diseñó el respectivo sistema de aterramiento. El cual se describe a continuación.

Tabla 17

Caracterización de la malla de puesta a tierra diseñada.

ITEM	DESCRIPCIÓN
Objetivo de protección	Protección contra rayos
Valor máximo admisible de resistencia de puesta a tierra (Ω)	10
Largo de la malla (m)	25
Ancho de la malla (m)	25
Perímetro de la malla (m)	100
Área de la malla (m²)	625
Número de conductores a lo largo	4
Número de conductores a lo ancho	4
Espaciamiento entre conductores (m)	8,35
Número de varillas o electrodos	10
Longitud de cada varilla o electrodo (m)	2,4
Longitud del conductor horizontal (m)	200
Longitud del conductor vertical (m)	24
Longitud total entre conductores y electrodos (m)	224
Profundidad de la malla (m)	0,5
Calibre del conductor (AWG)	4/0
Diámetro del conductor (m)	0,0134
Tiempo de despeje de falla (ms)	50
Corriente de falla (kA)	10
Tensión de paso admisible (V)	326,08
Tensión de retícula admisible (V)	856,49
Resistencia de puesta a tierra de la malla (Ω)	6,49
Factor de división de corrientes (%)	1,3
Corriente de malla (A)	130
Máxima tensión de la malla relativa a la remota (V)	843
Tensión de paso de la malla (V)	108
Tensión de retícula de la malla (V)	189

Nota: Elaboración propia.

Tabla 18

Caracterización del sistema de apantallamiento diseñado.

ITEM	DESCRIPCIÓN
Densidad de descargas a tierra	1
Corriente pico de descarga de rayo promedio (kA)	10
Nivel de exposición al rayo	Bajo
Clase de estructura	A
Tipo de estructura	Mixta
Área de la estructura a proteger (m^2)	500
Altura máxima de la estructura A (m)	12
Altura máxima de la estructura B y C (m)	3
Índice de gravedad	Media
Nivel de riesgo	Bajo
Nivel de protección contra rayos	I
Corriente pico mínima de protección (kA)	15
Radio mínimo de la esfera rodante (m)	35
Diámetro de la esfera rodante (m)	70
Tipo de punta captadora a utilizar	Varilla
Material de la punta captadora	Cobre
Diámetro de la punta captadora (mm)	9,6
Longitud de la punta captadora (m)	2,4
Número de puntas captadoras para la estructura A	4
Número de puntas captadoras para la estructura B y C	2

Nota: Elaboración propia.

En la figura 15 y 16 se presenta el análisis de esfera rodante por medio del cual se determinó la cantidad y ubicación de las puntas captadoras.

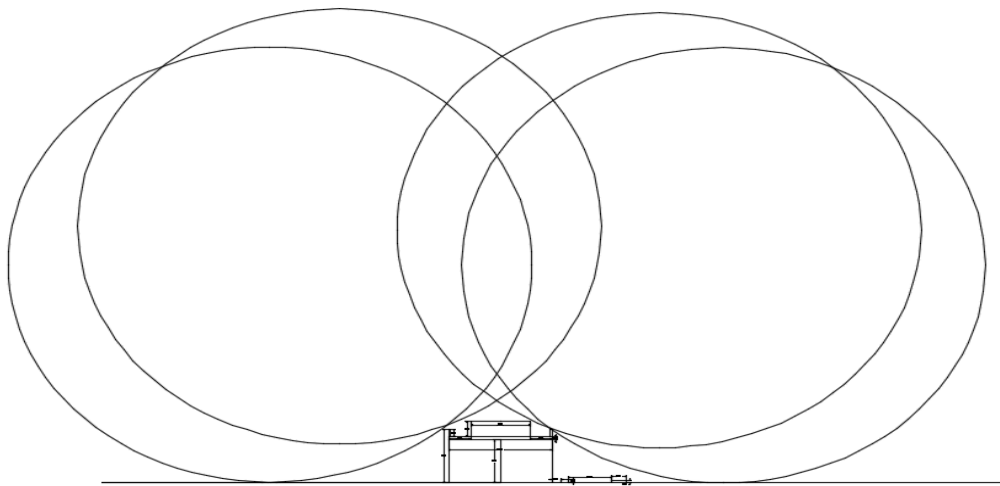


Figura 15. Análisis de esfera rodante en estructura A.

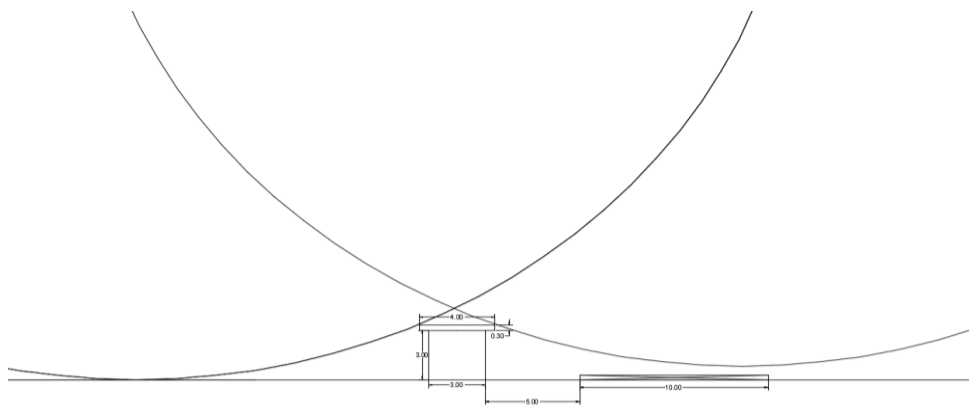


Figura 16. Análisis de esfera rodante en estructura B y C.

Esta estrategia de análisis fue seleccionada con el fin de establecer de un modo gráfico la ubicación ideal de las puntas captadoras para proteger tanto el sistema de bombeo como el sistema PV.

5.4 Planos del sistema de bombeo fotovoltaico

5.4.1 Planos P&ID del sistema de bombeo fotovoltaico

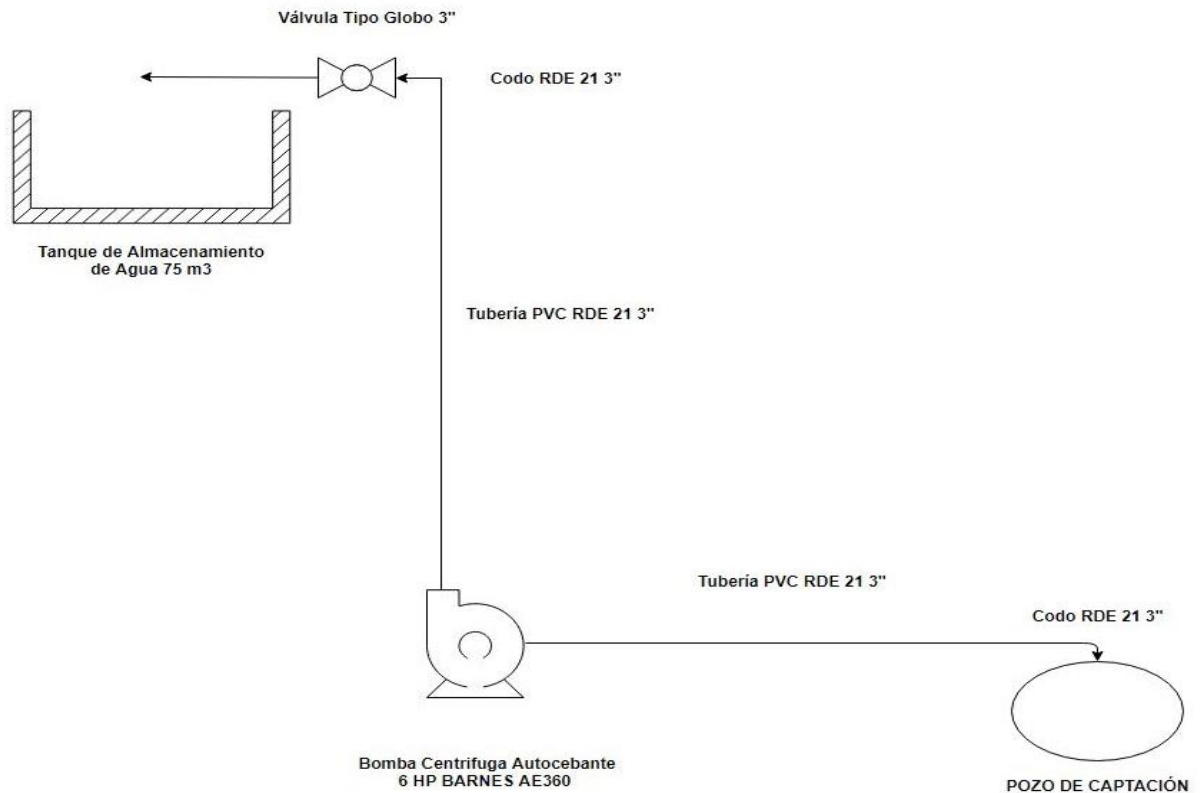


Figura 17. Planos P&ID del sistema de bombeo.

5.4.2 Planos eléctricos del sistema de bombeo fotovoltaico

Los planos de conexiones eléctricas del presente proyecto se presentan como anexos en archivos digitales.

5.5 Modelación energética del sistema de bombeo fotovoltaico

A continuación, se presenta el producto de la modelación energética de los componentes principales del sistema de bombeo PV en HOMER.

Tabla 19

Modelación energética del sistema de bombeo PV en HOMER.

ITEM	DESCRIPCIÓN
Potencia pico de la carga (KW)	7,7
Potencia nominal del inversor (KW)	12
Potencia pico del arreglo PV a STC (kW)	8
Potencia pico del arreglo PV a condiciones esperadas de trabajo (kW)	6,98
Producción de energía anual del sistema PV (kWh/año)	11819
Voltaje nominal del banco de baterías (V)	48
Numero de baterías en serie	4
Numero de baterías en paralelo	1
Número total de baterías	4
Capacidad nominal total del banco de baterías (kWh)	7,20
Capacidad nominal útil del banco de baterías (kWh)	5,76
NPC total (\$)	10823
LCOE (\$/kWh)	0,144
Costos operativos (\$/año)	406

Nota: Elaboración propia.

En las siguientes figuras se muestra el funcionamiento esperado del proyecto durante su vida útil.

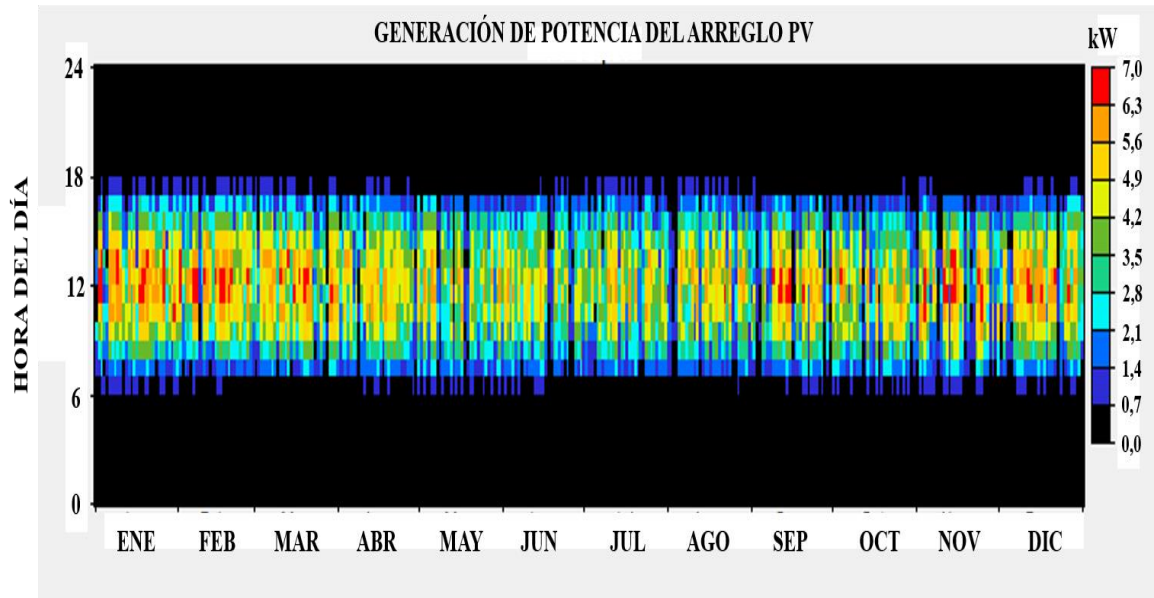


Figura 18. Generación de potencia esperada del arreglo PV.

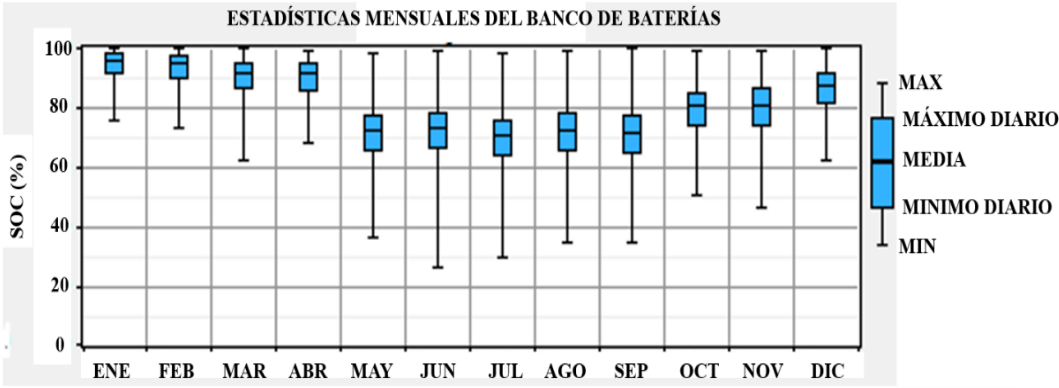


Figura 19. Estadísticas mensuales del banco de baterías.

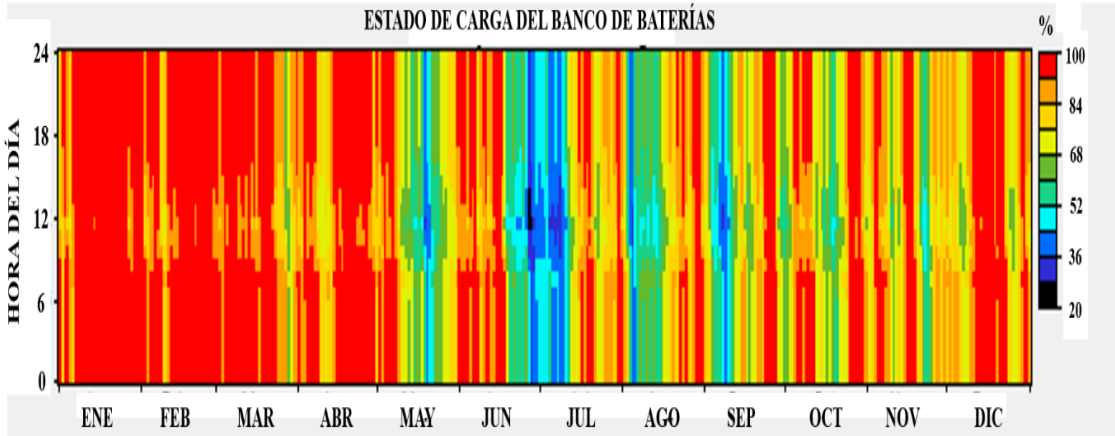


Figura 20. Estadísticas horarias y mensuales del banco de baterías.

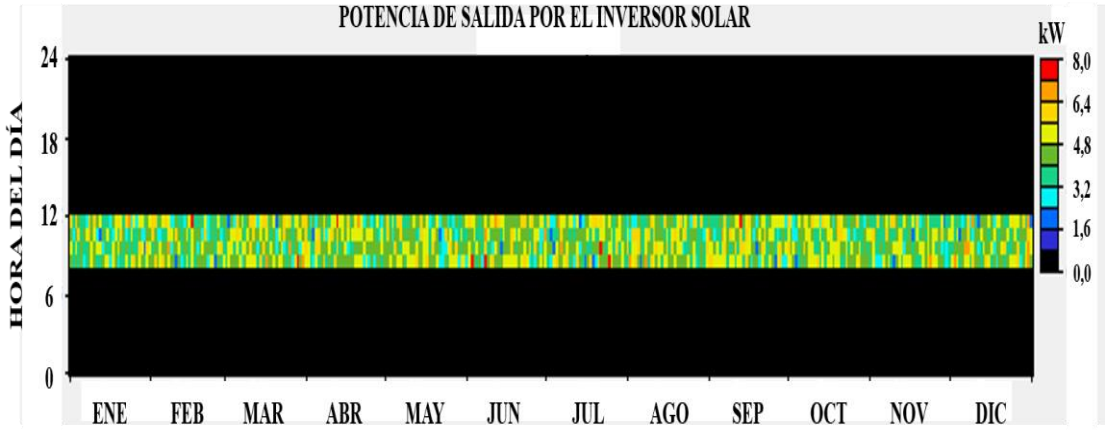


Figura 21. Salida de potencia esperada del inversor solar.

De las figuras 18-21, se puede inferir que la proyección de generación-consumo de energía del sistema de bombeo PV es satisfactoria para cumplir con los requerimientos óptimos para el adecuado funcionamiento del sistema y que además se generan excedentes de energía que podrían facilitar la extensión del proyecto a futuro.

5.6 Evaluación económica del sistema de bombeo fotovoltaico

A continuación, se presenta el análisis de costos en pro de la rentabilidad del proyecto en comparación al suministro de energía de la red convencional.

Tabla 20

Itemizado de costos del proyecto APV propuesto durante su vida útil.

<u>ITEM</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>COSTO UNITARIO</u> <u>(COP)</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>COSTO TOTAL</u> <u>(COP)</u>
Suministro, montaje y conexión de inversor solar MUST SOLAR PV3500 PRO-12K	UND	\$5.452.584	2	\$10.905.168
Suministro, montaje y conexión de Módulo solar CANADIAN SOLAR CS3W-415P	UND	\$650.384	20	\$13.007.680
Suministro y montaje de estructura de soporte de módulos solares	GBL	\$3.500.000	1	\$3.500.000
Suministro, montaje y conexión de batería solar NARADA MPG12V150F (Incluyendo reemplazo)	UND	\$1.307.303	8	\$10.458.424
Suministro, montaje y conexión de cableado, protecciones eléctricas, sistema de control de potencia, gabinetes, PV combiner box, battery combiner box, sensor de nivel, accesorios varios, entre otros.	GBL	\$20.456.743	1	\$20.456.743
Mantenimiento de sistema PV	GBL	\$1.301.067	25	\$32.526.675
COSTO TOTAL DEL PROYECTO EN SU VIDA ÚTIL (COP)				\$90.854.690

Nota: Elaboración propia.

Tabla 21

Itemizado de costos del proyecto para acceder al suministro de energía convencional durante 25 años.

<u>ITEM</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>COSTO UNITARIO</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>COSTO TOTAL</u>
		<u>(COP)</u>		<u>(COP)</u>
Consumo de energía promedio anual del sistema de bombeo (6570 kWh/año) PARA 25 AÑOS.	kWh	559.13	164250	\$91.837.103
Suministro, montaje, conexión y tramitación legal de acometida de red, incluye: transformador 15 kVA, mampostería, cableado, protecciones, entre otros accesorios.	GBL	26.556.692	1	\$26.556.692
Suministro, montaje y conexión de cableado, protecciones eléctricas, sistema de control de potencia, gabinete, sensor de nivel, accesorios varios, entre otros.	GBL	6.194.422	1	\$6.194.422
Mantenimiento de punto de conexión a la red tradicional	GBL	2.655.669	25	\$66.391.725
COSTO TOTAL DEL PROYECTO EN 25 AÑOS (COP)				\$190.979.942

Nota: Elaboración propia.

En los itemizados presentados en la tabla 20 y 21, se integran todos los costos necesarios para el acceso al suministro de energía eléctrica, incluyendo la mano de obra necesaria para dichos proyectos. Estos itemizados fueron contruidos a partir de cotizaciones reales solicitadas a firmas de ingeniería especializadas, esto con el objetivo de obtener un presupuesto aproximado real de la inversión que se requeriría para la construcción del proyecto en cualquiera de las dos modalidades y así proceder al análisis de rentabilidad del proyecto propuesto.

A continuación, se presenta el comportamiento de la inversión al comparar cada modalidad de proyecto durante un periodo de 25 años:

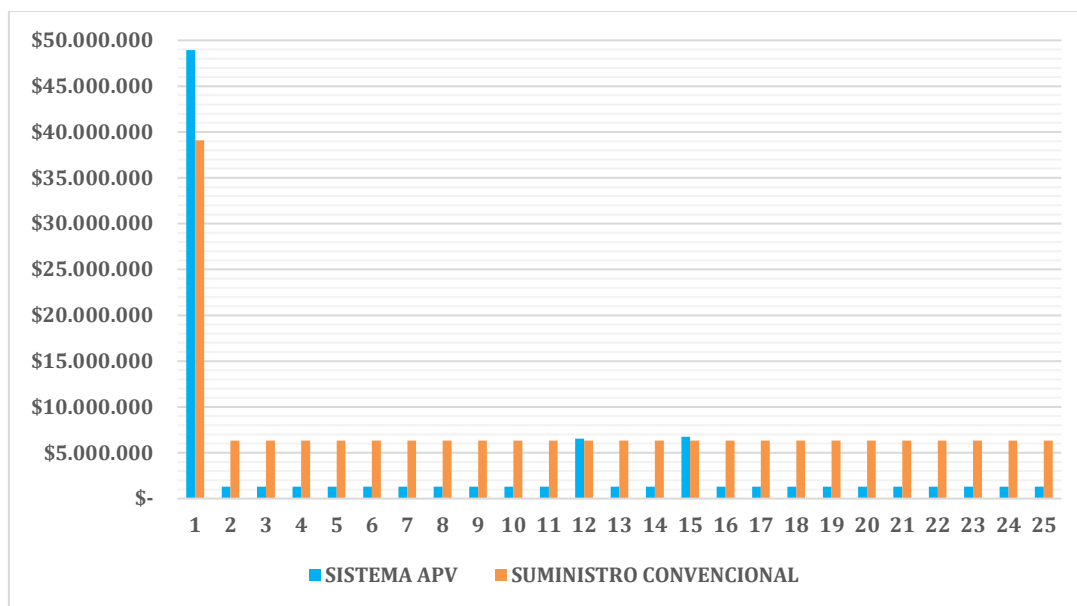


Figura 22. Análisis comparativo de inversión anual de proyecto APV propuesto vs proyecto de suministro de energía convencional.

En la figura 22 se puede apreciar que el proyecto APV requiere una inversión inicial superior en el año 1 de aproximadamente 10 millones de pesos, sin embargo, a partir del año 2 hasta el año 25, la inversión en el proyecto APV es inferior al proyecto de suministro convencional de energía, exceptuando los años 12 y 15, en los cuales el proyecto APV requiere el remplazo del inversor solar y el banco de baterías por vida útil promedio.

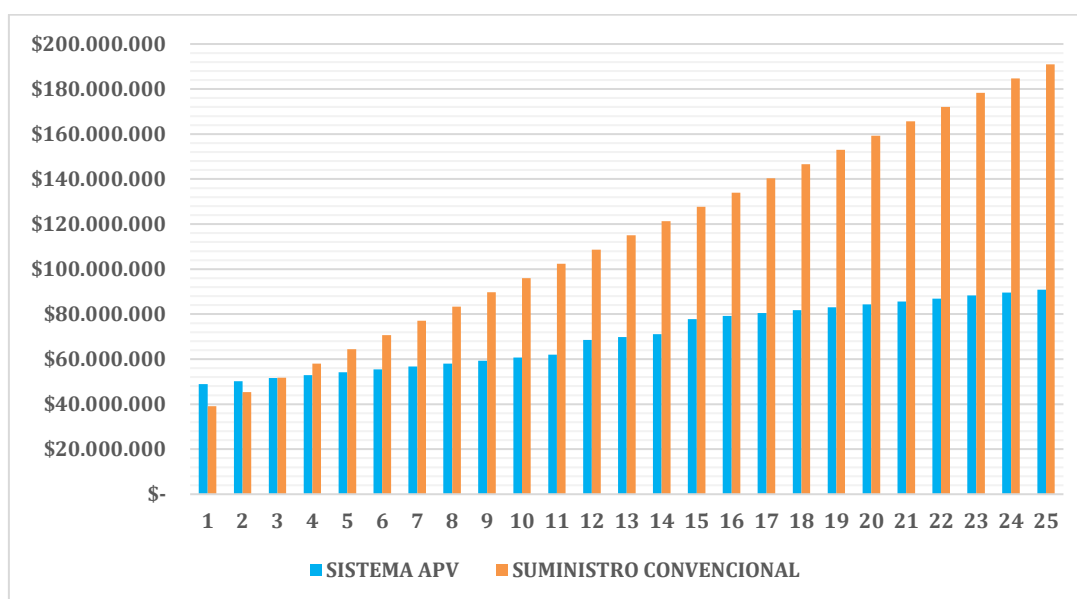


Figura 23. Análisis comparativo de inversión anual acumulada de proyecto APV propuesto vs proyecto de suministro de energía convencional.

De la figura 23 se puede entrever que el proyecto APV requiere una inversión inicial superior acumulada hasta el año 2, sin embargo, a partir del año 3 hasta el año 25, la inversión acumulada es siempre inferior a la del proyecto de suministro convencional de energía, llegando a representar aproximadamente solo el 50% de la inversión que requeriría la modalidad de suministro convencional.

A partir de las figuras 24 y 25 se pueden observar los ahorros al comparar ambas modalidades.

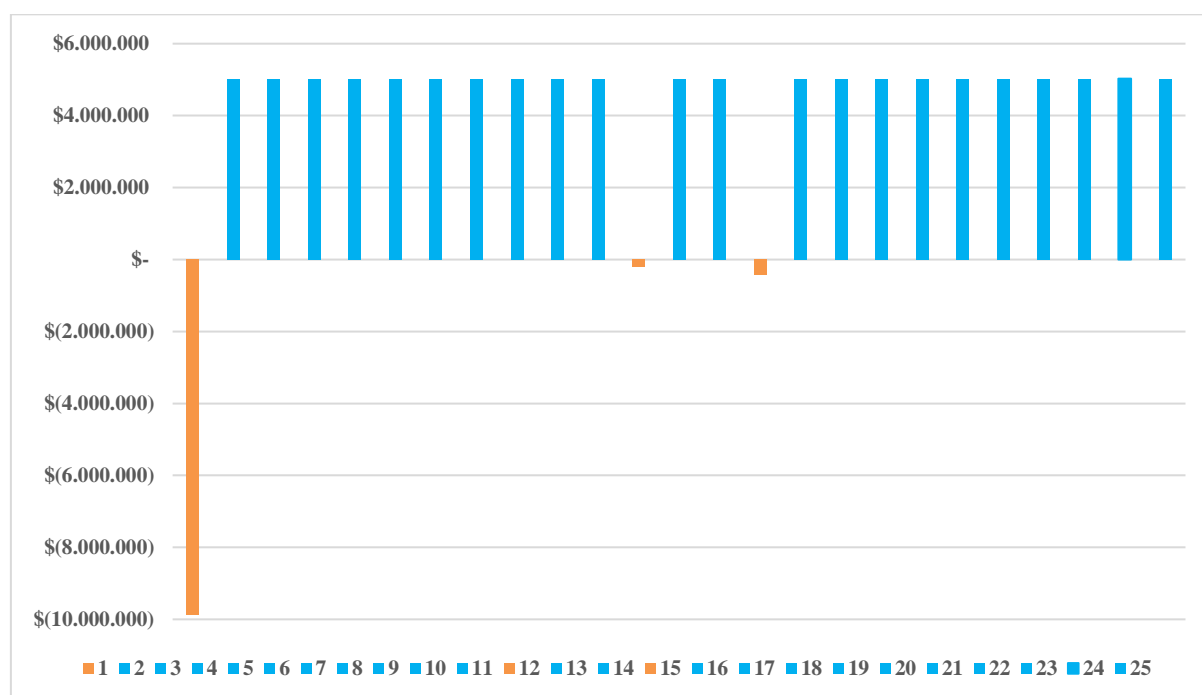


Figura 24. Análisis comparativo de ahorro anual de proyecto APV propuesto vs proyecto de suministro de energía convencional.

En la figura 24 se puede apreciar que, aunque en año 1 el proyecto APV requiere una inversión aproximada de 10 millones de pesos más que el proyecto de suministro convencional de energía, el proyecto APV representa hasta el año 25 un ahorro anual de cerca de 5 millones de pesos, exceptuando los años 12 y 15.

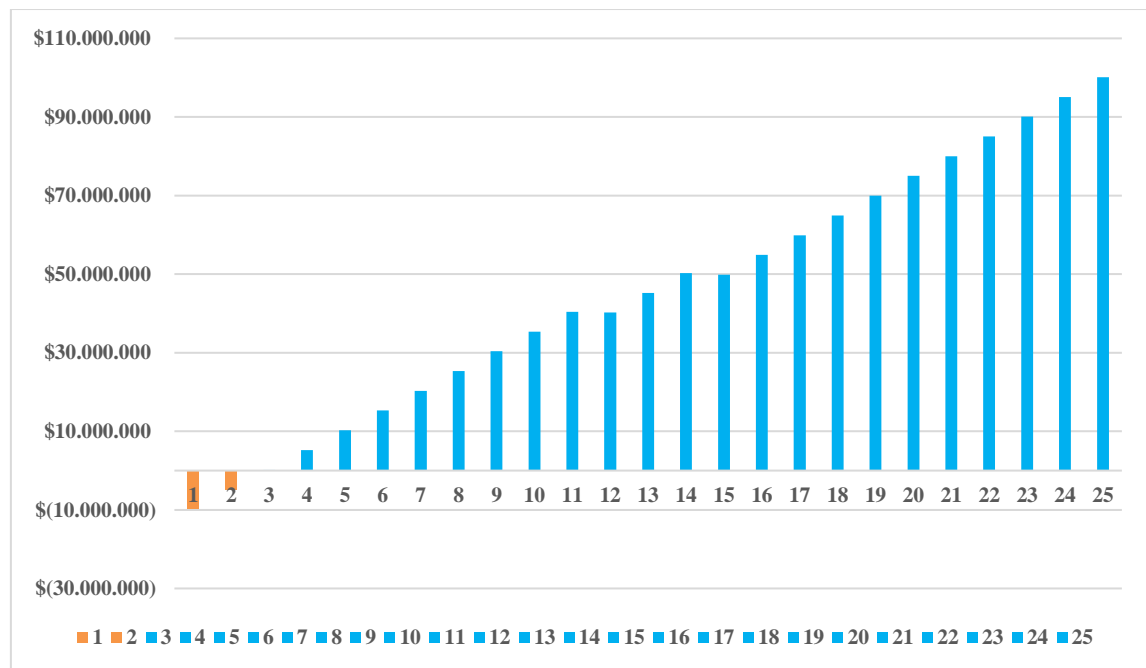


Figura 25. Análisis comparativo de ahorro anual acumulado de proyecto APV propuesto vs proyecto de suministro de energía convencional.

A partir de la figura 25 se puede entrever que el ahorro acumulado desde el año 1 hasta el año 25, es favorable al proyecto APV, alcanzando ahorros sustanciales de más de 100 millones de pesos.

Es importante tener en cuenta que los presupuestos pueden variar en incremento o reducción de costos de acuerdo con los factores económicos a los cuales están sujetos, tales como: los costos de materiales, impuestos, salarios, entre otros.

Capítulo 6. Conclusiones

Con relación al sistema de bombeo y almacenamiento de agua, se obtuvo un sistema compuesto por una bomba de 6 HP con una capacidad de impulso de líquidos de hasta 1135,62 Lt / min (tabla 8), el cual capta el agua desde un pozo subterráneo y la transporta hasta un tanque de almacenamiento elevado a 9,5 m de altura a través de un sistema de tuberías PVC de 3” de diámetro (figura 17). Este sistema gracias a las características de diseño y de los componentes seleccionados, no solo logra cumplir los requerimientos hídricos sino todavía mejorarlos, siendo capaz de llenar el tanque de almacenamiento de agua, brindando una autonomía hídrica de poco más de dos días en hasta solo una hora de operación si se cuenta con la disponibilidad de recurso solar adecuada (tabla 7).

En referencia al suministro de energía propuesto a partir de energía solar fotovoltaica, se puede notar en la tabla 12, que el diseño y dimensionamiento resultó en un arreglo PV de 8,3 kWp, el cual está integrado con un banco de baterías de 12 unidades capaz de proporcionar un suministro de 48V DC y 450Ah, sin embargo, por medio de la modelación energética realizada con la herramienta HOMER, se obtuvo que para el sistema propuesto, un banco de baterías de 4 unidades es suficiente para respaldar el sistema de bombeo. Esto debido a que la proyección resultante evidencia que el SoC (estado de carga) promedio del banco de baterías se mantendrá por encima del 60%, tal como se puede observar en las figuras 19 y 20. Por tal razón para la evaluación de rentabilidad del sistema se consideró el banco resultante de la modelación.

Referido a la producción energética, el sistema propuesto es capaz de generar según el diseño 10067 kWh/año y 11819 kWh/año según la modelación energética desarrollada en

HOMER. Al comparar estos valores con el consumo energético anual del sistema de bombeo; el cuál es 6535 kWh/año según el diseño y 6570 kWh/año según la modelación energética, se obtuvo un excedente de energía anual de 3532 kWh/año y 5249 kWh/año respectivamente; el cual puede ser aprovechado para futuras integraciones al SIN.

En cuanto a la evaluación económica de los principales componentes realizada en HOMER, para el suministro de energía propuesto, se obtuvo un NPC de \$10823 dólares y un LCOE muy competitivo de 0,144 \$/kWh; el cual es inferior al compararlo al LCOE de países como Alemania, España, Francia, Japón e incluso Colombia (0,18 \$/kWh) en el informe “Electricity prices around the world 2018” elaborado por (STATISTA, 2018). Siendo esto un indicador favorable. Además, teniendo en cuenta las características de producción energética mencionadas, el proyecto podría ser extendido en un futuro cercano para convertirse en un prosumer que inyecte los excedentes de energía a la red, generando ingresos adicionales.

Al analizar de forma comparativa los costos totales del proyecto APV propuesto (tabla 20) vs los costos totales del proyecto para el acceso al suministro de energía convencional durante un periodo de 25 años (tabla 21), se obtuvo que el proyecto propuesto tiene un margen de ahorro de \$100.125.252 pesos colombianos (COP).

En conclusión, los resultados del proyecto se consideran exitosos en cuanto al cumplimiento de los objetivos trazados y a su enfoque hacia los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) de la organización de naciones unidas (ONU).

Capítulo 7. Referencias

- Ali, B. (2018). Comparative assessment of the feasibility for solar irrigation pumps in Sudan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(May 2017), 413–420.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.008>
- Amerisolar. (2015). Paneles Solares Transparentes. Retrieved March 15, 2020, from <https://es.weamerisolar.eu/best-solar-panels/transparent-solar-panels/>
- Amerisolar. (2019). What is the difference between monocrystalline and polycrystalline solar panels. Retrieved October 31, 2019, from <https://www.weamerisolar.eu/the-difference-between-monocrystalline-and-polycrystalline-solar-panels/>
- Barata Carrelo Isaac, Almeida Hogan Rita, Narvarte Luis, M.-M. F. and C. L. M. (2019). Comparative analysis of the economic feasibility of five large-power photovoltaic irrigation systems in the mediterranean region, 145, 2671–2682. Retrieved from <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.08.030>
- Barrueto-Guzmán, A., Barraza-Vicencio, R., Ardila-Rey, J. A., Núñez-Ahumada, E., González-Araya, A., & Arancibia-Moreno, G. (2018). A cost-effective methodology for sizing solar pv systems for existing irrigation facilities in chile. *Energies*, 11(7), 1873.
<https://doi.org/10.3390/en11071853>
- Bey, M., Hamidat, A., Benyoucef, B., & Nacer, T. (2016). Viability study of the use of grid connected photovoltaic system in agriculture: Case of Algerian dairy farms. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 63, 333–345.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.066>
- Blanco, E., Veladre, S., & Fernandez, J. (1994). *Sistemas de bombeo*. Gijón, España:

- Universidad de Oviedo. Retrieved from https://agasca.net/wp-content/uploads/2018/08/PDF_SistemasdeBombeo2.pdf
- Bonduelle, G., & Muneret, X. (2000). VRLA batteries in telecom application: AGM or gel? *TELESCON 2000 - 3rd International Telecommunications Energy Special Conference, Proceedings*, 75–79. <https://doi.org/10.1109/TELESC.2000.918408>
- Brackett, C. A. (1990). Dense Wavelength Division Multiplexing Networks: Principles and Applications. *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, 8(6), 948–964. <https://doi.org/10.1109/49.57798>
- Brunini, R. G., Da Silva, A. B., De Paula, V. R., & De Oliveira, J. C. (2019). Economic analysis of photovoltaic energy in irrigating lettuce crops. *Revista Brasileira de Ciencias Agrarias*, 14(4). <https://doi.org/10.5039/agraria.v14i4a6539>
- Businesswire. (2010). Evergreen Solar lanza los paneles solares String Ribbon TM certificados para instalaciones costeras en la feria solar Genera en Madrid (España) Director de Comunicaciones de Marketing. Retrieved February 27, 2020, from <https://www.businesswire.com/news/home/20100519005896/es/>
- Cengel, Y. A., & Cimbala, J. M. (2012). *Mecánica de Fluidos: fundamentos y aplicaciones. Statewide Agricultural Land Use Baseline 2015* (primera, Vol. 1). Mc Graw-Hill.
- Chandel, S. S., Nagaraju Naik, M., & Chandel, R. (2015). Review of solar photovoltaic water pumping system technology for irrigation and community drinking water supplies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49, 1084–1099. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.083>
- Chen, J., Liu, Y., & Wang, L. (2019). Research on coupling coordination development for photovoltaic agriculture system in China. *Sustainability (Switzerland)*, 11(4).

<https://doi.org/10.3390/su11041065>

Chen, M., & Blankenship, R. E. (2011). Expanding the solar spectrum used by photosynthesis. *Trends in Plant Science*, 16(8), 427–431.

<https://doi.org/10.1016/j.tplants.2011.03.011>

Chilundo, R. J., Maúre, G. A., & Mahanjane, U. S. (2019). Dynamic mathematical model design of photovoltaic water pumping systems for horticultural crops irrigation: A guide to electrical energy potential assessment for increase access to electrical energy. *Journal of Cleaner Production*, 238. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.117878>

Chilundo, R. J., Neves, D., & Mahanjane, U. S. (2019). Photovoltaic water pumping systems for horticultural crops irrigation: Advancements and opportunities towards a green energy strategy for Mozambique. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 33(January), 61–68. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.03.004>

Čotar, A. (2012). *Photovoltaic systems*. Retrieved from http://www.irena-istra.hr/uploads/media/Photovoltaic_systems.pdf

DANE. (2020). *Boletín Técnico: Producto Interno Bruto (PIB) IV Trimestre de 2019*.

Retrieved from

https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/pib/bol_PIB_IVtrim19_produccion_y_gasto.pdf

De las Heras, S. (2011). *Fluidos, bombas e instalaciones hidráulicas*. Universitat Politècnica de Catalunya. Retrieved from

<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.3/36653/9788476538937.pdf>

Departamento Nacional de Planeación (DNP). Plan Nacional de Desarrollo (Ley 1955)

(2019). Colombia. Retrieved from http://www.andi.com.co/Uploads/LEY_1955_DEL_25

DE MAYO DE 2019_1 PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2.pdf

- Dias, L., Gouveia, J. P., Lourenço, P., & Seixas, J. (2019). Interplay between the potential of photovoltaic systems and agricultural land use. *Land Use Policy*, 81(November 2018), 725–735. <https://doi.org/10.1016/j.landusepol.2018.11.036>
- Dinesh, H., & Pearce, J. M. (2016). The potential of agrivoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54, 299–308. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.024>
- Elkadeem, M. R., Wang, S., Sharshir, S. W., & Atia, E. G. (2019). Feasibility analysis and techno-economic design of grid-isolated hybrid renewable energy system for electrification of agriculture and irrigation area: A case study in Dongola, Sudan. *Energy Conversion and Management*, 196(August), 1453–1478. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.06.085>
- Evergreen Solar. (2009). ES-A SERIES photovoltaic panels. Retrieved from [https://www.evergreensolar.com/upload/MAY_2009_NEW_LITERATURE/English\(US\)/US_Datasheet_010609_Lo.pdf](https://www.evergreensolar.com/upload/MAY_2009_NEW_LITERATURE/English(US)/US_Datasheet_010609_Lo.pdf)
- Farfan, J., Lohrmann, A., & Breyer, C. (2019). Integration of greenhouse agriculture to the energy infrastructure as an alimentary solution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 110(April), 368–377. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.084>
- Figgis, B., & Abdallah, A. (2019). Investigation of PV yield differences in a desert climate, 194(April), 136–140. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.10.044>
- Gao, X., Liu, J., Zhang, J., Yan, J., Bao, S., Xu, H., & Qin, T. (2013). Feasibility evaluation of solar photovoltaic pumping irrigation system based on analysis of dynamic variation of groundwater table. *Applied Energy*, 105, 182–193. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.11.074>

- Gérenton, F., Eymard, J., Harrison, S., Clerc, R., & Muñoz, D. (2020). Analysis of edge losses on silicon heterojunction half solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 204(March 2019). <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2019.110213>
- Gobernación del atlántico. (2016). Plan de Desarrollo 2016 - 2019 de la gobernación del Atlántico “Atlántico Líder.” *Gobernación Del Atlántico*, 132. Retrieved from [http://www.atlantico.gov.co/images/stories/plan_desarrollo/plan_de_desarrollo_2016_2016_definitivo.pdf%0Ahttp://cdim.esap.edu.co/BancoMedios/Documentos PDF/pd - fonseca - la guajira - formulación general - 2004 - 2007 \(132 pag - 302 kb\).pdf](http://www.atlantico.gov.co/images/stories/plan_desarrollo/plan_de_desarrollo_2016_2016_definitivo.pdf%0Ahttp://cdim.esap.edu.co/BancoMedios/Documentos PDF/pd - fonseca - la guajira - formulación general - 2004 - 2007 (132 pag - 302 kb).pdf)
- Gobernación del Atlántico. (2016). *Sur del atlántico, una nueva oportunidad. Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres*. Retrieved from <http://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/handle/20.500.11762/20493>
- Goetzberger, A., & Zastrow, A. (1982). On the Coexistence of Solar-Energy Conversion and Plant Cultivation. *International Journal of Solar Energy*. Freiburg: Harwood Academic Publishers GmbH. <https://doi.org/10.1080/01425918208909875>
- Green Yellow. (2019). *Monitoreo y mantenimiento de plantas solares*. Exposolar. Retrieved from <https://feriaexposolar.com/wp-content/uploads/2019/09/Presentacion-Exposolar-Monitoreo-PV-Julio-2019.pdf>
- GRUNDFOS. (2020). Bombas de carcasa bipartida. Retrieved March 8, 2020, from <https://mx.grundfos.com/products/find-product/kp-kpv1.html>
- Guzmán-Hernández, T. D. J., Araya-Rodríguez, F., Castro-Badilla, G., & Obando-Ulloa, J. M. (2016). Uso de la energía solar en sistemas de producción agropecuaria: producción más limpia y eficiencia energética. *Revista Tecnología En Marcha*, 29(8), 46. <https://doi.org/10.18845/tm.v29i8.2984>

- Han, C., Liu, J., Liang, H., Guo, X., & Li, L. (2013). An innovative integrated system utilizing solar energy as power for the treatment of decentralized wastewater. *Journal of Environmental Sciences (China)*, 25(2), 274–279. [https://doi.org/10.1016/S1001-0742\(12\)60034-5](https://doi.org/10.1016/S1001-0742(12)60034-5)
- Hassan, W., & Kamran, F. (2018). A hybrid PV/utility powered irrigation water pumping system for rural agricultural areas. *Cogent Engineering*, 5(1), 1–15. <https://doi.org/10.1080/23311916.2018.1466383>
- Hassanien, R. H. E., Li, M., & Dong Lin, W. (2016). Advanced applications of solar energy in agricultural greenhouses. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54, 989–1001. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.095>
- Hernández-Delgado, P. M. (2015). *El mango : Generalidades*. Canarias, España. Retrieved from <https://www.icia.es/icia/download/noticias/CharlaMango.pdf>
- Hicks, T. G. (1998). *Bombas: su selección y aplicación*. México: CIA EDITORIAL CONTINENTAL S.A. Retrieved from <https://es.scribd.com/doc/220279833/Bombas-by-Hicks-s>
- HOMER. (2019). Operating cost. Retrieved May 8, 2020, from https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/operating_cost.html
- Howden, N. J. K., Burt, T. P., Worrall, F., Mathias, S., & Whelan, M. J. (2011). Nitrate pollution in intensively farmed regions: What are the prospects for sustaining high-quality groundwater? *Water Resources Research*, 47(11), 1–13. <https://doi.org/10.1029/2011WR010843>
- ICONTEC. (1998). *Código Eléctrico Colombiano: NTC 2050. Código Eléctrico Colombiano*. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. Retrieved from

https://www.idrd.gov.co/sitio/idrd/sites/default/files/imagenes/ntc_20500.pdf

ICONTEC. (2004). *NTC 4552: Protección contra Rayos*. ICONTEC. Retrieved from

<http://tienda.icontec.org/brief/NTC4552.pdf>

ICONTEC. (2008a). *NTC 4552-1: Protección contra descargas eléctricas atmosféricas*

(Rayos). Parte 1: Principios generales. Ntc 4552 (Vol. Primera Ac). ICONTEC.

Retrieved from

[https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CCgQFjAA&url=http://destec-corp.com/download/49/&ei=0K0MU8-](https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CCgQFjAA&url=http://destec-corp.com/download/49/&ei=0K0MU8-TMunP0wGH3YDIAg&usg=AFQjCNHQ0-NlAqn70czwB_akBRquWXtjwQ&cad=rja)

[TMunP0wGH3YDIAg&usg=AFQjCNHQ0-NlAqn70czwB_akBRquWXtjwQ&cad=rja](https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CCgQFjAA&url=http://destec-corp.com/download/49/&ei=0K0MU8-TMunP0wGH3YDIAg&usg=AFQjCNHQ0-NlAqn70czwB_akBRquWXtjwQ&cad=rja)

[https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CCgQFjAA&url=http://destec-corp.com/download/49/&ei=0K0MU8-](https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CCgQFjAA&url=http://destec-corp.com/download/49/&ei=0K0MU8-TMunP0wGH3YDIAg&usg=AFQjCNHQ0-NlAqn70czwB_akBRquWXtjwQ&cad=rja)

[TMunP0wGH3YDIAg&usg=AFQjCNHQ0-NlAqn70czwB_akBRquWXtjwQ&cad=rja](https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CCgQFjAA&url=http://destec-corp.com/download/49/&ei=0K0MU8-TMunP0wGH3YDIAg&usg=AFQjCNHQ0-NlAqn70czwB_akBRquWXtjwQ&cad=rja)

ICONTEC. (2008b). *NTC 4552-3: Protección Contra Descargas Eléctricas Atmosféricas*

(Rayos). Parte 3: Daños Físicos a Estructuras Y Amenazas a La Vida. Ntc. ICONTEC.

Retrieved from <http://tienda.icontec.org/brief/NTC4552-3.pdf>

IEEE Power Engineering Society. (2000). *IEEE Std 80-2000: Guide for Safety in AC*

Substation Grounding. Group (Vol. 2000).

<https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2000.91902>

Ingersoll-Rand. (1984). *Cameron hydraulic data*. (C. . Westaway & A. . Loomis, Eds.),

Water. Nueva Jersey.

Ito, M., & Gerritsen, E. (2016). Geographical mapping of the performance of vertically

installed bifacial modules., (june), 1–35. Retrieved from

https://www.researchgate.net/publication/305140702_Geographical_Mapping_of_the_Performance_of_Vertically_Installed_Bifacial_Modules

Jones, M. A., Odeh, I., Haddad, M., Mohammad, A. H., & Quinn, J. C. (2016). Economic

analysis of photovoltaic (PV) powered water pumping and desalination without energy

storage for agriculture. *Desalination*, 387, 35–45.

<https://doi.org/10.1016/j.desal.2016.02.035>

Karami Rad, M., Omid, M., Alimardani, R., & Mousazadeh, H. (2017). A novel application of stand-alone photovoltaic system in agriculture: solar-powered Microner sprayer.

International Journal of Ambient Energy, 38(1), 69–76.

<https://doi.org/10.1080/01430750.2015.1035800>

Khatib, T., Saleh, A., Eid, S., & Salah, M. (2019). Rehabilitation of Mauritanian oasis using an optimal photovoltaic based irrigation system. *Energy Conversion and Management*,

199(August), 111984. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.111984>

Kondili, E. (2010). Design and performance optimisation of stand-alone and hybrid wind energy systems. *Stand-Alone and Hybrid Wind Energy System*, 81–101.

<https://doi.org/10.1533/9781845699628.1.81>

Lane, A. L., Boork, M., & Thollander, P. (2019). Barriers, driving forces and non-energy benefits for battery storage in photovoltaic (PV) systems in modern agriculture.

Energies, 12(18). <https://doi.org/10.3390/en12183568>

Liu, W., Liu, L., Guan, C., Zhang, F., Li, M., Lv, H., ... Ingenhoff, J. (2018). A novel agricultural photovoltaic system based on solar spectrum separation. *Solar Energy*,

162(November 2017), 84–94. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.12.053>

Liu, Z. (2014). China's first photovoltaic and farming-integrated distributed photovoltaic power generation project connected to the grid. Retrieved from

<http://report.hebei.com.cn/system/2014/08/05/013771765.shtml>

López-Avendaño, J. E. (1987). *Necesidades hídricas de los cultivos. Simposio sobre*

necesidades hídricas de los cultivos y su almacenamiento, AERYD. Retrieved from

http://www.buyteknet.info/filesshare/data/analisis_lect/blanne.pdf

Marucci, A., Monarca, D., Cecchini, M., Colantoni, A., Manzo, A., & Cappuccini, A. (2012).

The semitransparent photovoltaic films for Mediterranean greenhouse: A new sustainable technology. *Mathematical Problems in Engineering*, 2012.

<https://doi.org/10.1155/2012/451934>

MAYRESA. (2020). Bombas Centrífugas. Retrieved March 7, 2020, from

<https://www.bombasparaagua.com.mx/bombas-centrifugas.html>

Mercado-Javier, J., Rico-Ponce, H. R., Miranda-Salcedo, M. A., Teniente-Oviedo, R., &

Treviño-De La Fuente, C. A. (2011). *El manejo del riego en las plantaciones de mango de Michoacán*. Apatzingán, Michoacán, Mexico: Instituto Nacional de Investigaciones Forestales, Agrícolas y Pecuarias - INIFAP. Retrieved from

<http://biblioteca.inifap.gob.mx:8080/jspui/handle/123456789/3457>

Ministerio de Agricultura de Colombia. (2017). “Solo el 20% de los cultivos en el país tienen algún sistema de riego.” Retrieved November 28, 2019, from

<https://www.minagricultura.gov.co/noticias/Paginas/“Solo-el-20-de-los-cultivos-en-el-país-tienen-algún-sistema-de-riego”-Ministro-Iragorri.aspx>

Ministerio de Minas y Energía. (2013). *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETI)*. Resolución 9-0708. Bogotá D.C. Retrieved from

<https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/1179442/Anexo+General+del+RETI+E+vigente+actualizado+a+2015-1.pdf/57874c58-e61e-4104-8b8c-b64dbabedb13>

Moretti, S., & Marucci, A. (2019). A photovoltaic greenhouse with variable shading for the optimization of agricultural and energy production. *Energies*, 12(13).

<https://doi.org/10.3390/en12132589>

- ONU. (2015). Ciudades y comunidades sostenibles. Retrieved February 21, 2020, from <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/cities/>
- Ortiz Anaya, H. (2002). *Analisis financiero aplicado. Universidad Externado de colombia* (Vol. 52).
- Ould-Amrouche, S., Rekioua, D., & Hamidat, A. (2010). Modelling photovoltaic water pumping systems and evaluation of their CO2 emissions mitigation potential. *Applied Energy*, 87(11), 3451–3459. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.05.021>
- PEDROLLO. (2019). Catalogo de electrobombas. Retrieved from <https://www.pedrollo.com/es/productos>
- Perea, R. G., García, A. M., García, I. F., Poyato, E. C., Montesinos, P., & Díaz, J. A. R. (2019). Middleware to operate smart photovoltaic irrigation systems in real time. *Water (Switzerland)*, 11(7). <https://doi.org/10.3390/w11071508>
- Petroselli, A., Biondi, P., Colantoni, A., Monarca, D., Cecchini, M., Marucci, A., & Sirio, C. (2012). Photovoltaic pumps: Technical and practical aspects for applications in agriculture. *Mathematical Problems in Engineering*, 2012. <https://doi.org/10.1155/2012/343080>
- Pumps & systems. (2020). Pump Maintenance in 7 Easy Steps. Retrieved January 9, 2020, from <https://www.pumpsandsystems.com/sponsored/pump-maintenance-7-easy-steps>
- PV EASY. (2018). HALF-CUT CELL PANELS. Retrieved May 27, 2020, from <https://www.pveasy.com.au/blog/2018/7/panels-with-half-cut-cells>
- Ramirez, C. F. (2003). *Subestaciones de alta y extra alta tensión* (segunda). Mejia Villegas S.A - Ingenieros Consultores.

Reichelstein, S., & Yorston, M. (2013). The prospects for cost competitive solar PV power.

Energy Policy, 55, 117–127. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.11.003>

Rodríguez-gallegos, C. D., Bieri, M., Gandhi, O., Prakash, J., Reindl, T., & Panda, S. K.

(2018). Monofacial vs bifacial Si-based PV modules : Which one is more cost-effective ? *Solar Energy*, 176(October), 412–438.

<https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.10.012>

Rösch, P. (2015). Hidráulica en tuberías a presión. Retrieved from

https://www.academia.edu/9948221/HIDRÁULICA_EN_TUBERÍAS_A_PRESIÓN_TUBERÍAS_A_PRESIÓN

Rubio-Aliaga, García-Cascales, M. S., Sánchez-Lozano, J. M., & Molina-García, A. (2019).

Multidimensional analysis of groundwater pumping for irrigation purposes: Economic, energy and environmental characterization for PV power plant integration. *Renewable Energy*, 138, 174–186. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.01.077>

SENA. (1999). *Operación y Mantenimiento de Pozos Profundos para Acueductos*. Cali, Colombia.

Sistema de Documentación e Información Municipal de Colombia. (2017). *Relaciones*

espaciales del entorno urbano regional. Retrieved from

<http://cdim.esap.edu.co/BancoMedios/Documentos>

PDF/funcion_espacial_sabanalarga_(95_pag_191_kb).pdf

Smets, A., Jager, K., Isabella, O., Van Swaaij, R., & Zeman, M. (2016). *Solar energy: the physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems*. UIT Cambridge LTD.

Sonneveld, P. J., Swinkels, G. L. A. M., Tuijl, B. A. J. va., Janssen, H. J. J., Campen, J., &

- Bot, G. P. A. (2011). Performance of a concentrated photovoltaic energy system with static linear Fresnel lenses. *Solar Energy*, 85(3), 432–442.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2010.12.001>
- Sotelo-Ávila, G. (1994). *Hidráulica General* (Primera). LIMUSA NORIEGA Editores.
- STATISTA. (2018). Electricity prices around the world 2018. Retrieved July 19, 2020, from <https://es.statista.com/estadisticas/635212/precios-de-la-electricidad-en-determinados-paises/> Y <https://www.statista.com/statistics/478005/global-levelized-electricity-cost-prediction-by-country/>
- Tantichanakul, T., Chailapakul, O., & Tantavichet, N. (2011). Gelled electrolytes for use in absorptive glass mat valve-regulated lead-acid (AGM VRLA) batteries working under 100% depth of discharge conditions. *Journal of Power Sources*, 196(20), 8764–8772.
<https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2011.05.080>
- Todde, G., Murgia, L., Deligios, P. A., Hogan, R., Carrelo, I., Moreira, M., ... Narvarte, L. (2019). Energy and environmental performances of hybrid photovoltaic irrigation systems in Mediterranean intensive and super-intensive olive orchards. *Science of the Total Environment*, 651, 2514–2523. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.10.175>
- U.S. Department of Energy. (2015). *The Five-Step Development Process Step 5: Project Operations and Maintenance*. Retrieved from <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/09/f26/7a-Step5-Operations-Maintenance.pdf>
- UNESCO. (2010). *Llegar a los marginados: Informe de seguimiento de la EPT en el mundo*. Retrieved from <https://unesdoc.unesco.org/ark:/48223/pf0000187865>
- Universidad de la Republica de Uruguay. (2015). *Necesidades hídricas de los Cultivos*.

Retrieved from [http://www.fagro.edu.uy/~hidrologia/riego/Necesidades hidricas de Cultivos intensivos2015.pdf](http://www.fagro.edu.uy/~hidrologia/riego/Necesidades_hidricas_de_Cultivos_intensivos2015.pdf)

Vernia, V. (2018). Bombeo Solar: tecnología fotovoltaica. Retrieved from [http://www.fisica.uji.es/priv/web master SIH007/treballs 2017/Bombeo solar_trabajo.pdf](http://www.fisica.uji.es/priv/web_master_SIH007/treballs_2017/Bombeo_solar_trabajo.pdf)

Victron Energy. (2014). Baterías Gel y AGM. Retrieved from <http://www.technosun.com/es/descargas/VICTRON-MONOBLOCK-GEL-AGM-ficha-rev07-ES.pdf>

Viejo-Zubicaray, M., & Álvares-Fernández, J. (2003). *Bombas: teoría, diseño y aplicaciones. Desafíos del periodismo en la sociedad del conocimiento* (tercera). LIMUSA NORIEGA Editore. <https://doi.org/10.4000/books.eunrn.842>

Wang, L., Wang, Y., & Chen, J. (2019). Assessment of the ecological niche of photovoltaic agriculture in China. *Sustainability (Switzerland)*, 11(8), 1–17. <https://doi.org/10.3390/su11082268>

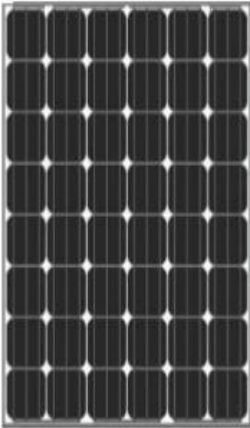
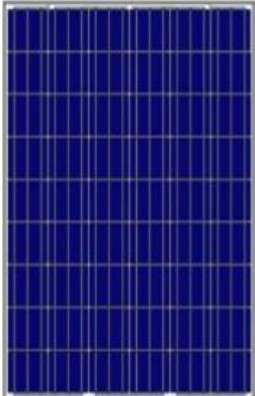
Wang, Y., Niu, H., Yang, L., Wang, W., & Liu, F. (2018). An optimization method for local consumption of photovoltaic power in a facility agriculture micro energy network. *Energies*, 11(6). <https://doi.org/10.3390/en11061503>


Weselek, A., Ehmann, A., Zikeli, S., Lewandowski, I., Schindele, S., & Högy, P. (2019). Agrophotovoltaic systems: applications, challenges, and opportunities. A review. *Agronomy for Sustainable Development*, 39(4), 1–20. <https://doi.org/10.1007/s13593-019-0581-3>


Wettstein, S., Muir, K., Scharfy, D., & Stucki, M. (2017). The environmental mitigation potential of photovoltaic-powered irrigation in the production of South African Maize.

- Sustainability (Switzerland)*, 9(10). <https://doi.org/10.3390/su9101772>
- WSP. (2019). *Technical Overview of Bifacial Modules: A Canadian Perspective*. Retrieved from <https://solarcanadainstitute.ca/wp-content/uploads/2019/05/Technical-Overview-of-Bi-Facial-Photovoltaic-Modules.pdf>
- XM. (2019). Comunicado de crecimiento de la demanda de la región caribe. Retrieved September 19, 2019, from <http://www.xm.com.co/corporativo/Paginas/sala-de-prensa/comunicados.aspx>
- Xue, J. (2017). Photovoltaic agriculture - New opportunity for photovoltaic applications in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 73(January), 1–9. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.098>
- Yangtze Solar Power. (2018). Transparent & BIPV Solar Panel. Retrieved March 20, 2020, from <https://www.yangtze-solar.com/product/219.html>
- Yano, A., Onoe, M., & Nakata, J. (2014). Prototype semi-transparent photovoltaic modules for greenhouse roof applications. *Biosystems Engineering*, 122, 62–73. <https://doi.org/10.1016/j.biosystemseng.2014.04.003>
- Zaki, A. M., & Eskander, M. N. (1996). Matching of photovoltaic motor-pump systems for maximum efficiency operation. *Renewable Energy*, 7(3), 279–288. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0960-1481\(95\)00133-6](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0960-1481(95)00133-6)
- Zambon, I., Cecchini, M., Mosconi, E. M., & Colantoni, A. (2019). Revolutionizing towards sustainable agricultural systems: The role of energy. *Energies*, 12(19), 1–11. <https://doi.org/10.3390/en12193659>

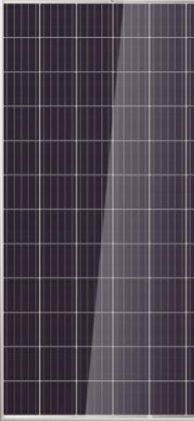

Anexos

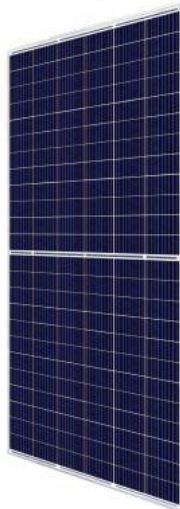
<u>TIPO DE CELDA</u>	<u>ILUSTRACIÓN</u>	<u>EFICIENCIA TÍPICA (%)</u>	<u>VENTAJAS</u>	<u>DESVENTAJAS</u>
Monocristalinas		13 - 17	<ul style="list-style-type: none"> Son fabricadas de material semiconductor puro cortado en obleas o wafers. Alta eficiencia respecto a las demás tecnologías comerciales. <ul style="list-style-type: none"> Vida útil larga de 25 a 30 años. Buen rendimiento bajo condiciones de baja irradiancia solar. Requieren menos espacio para instalar la misma potencia que las demás tecnologías. 	<ul style="list-style-type: none"> Son la tecnología comercial más costosa. Baja resistencia a altas temperaturas ambiente respecto a las policristalinas. Bajo rendimiento a medida que aumenta la temperatura de operación respecto a las policristalinas. Desperdicio de silicio durante el proceso de fabricación.
Policristalinas		11 - 14	<ul style="list-style-type: none"> El proceso de fabricación es simple y barato, usándose múltiples granos cristalinos del material semiconductor. <ul style="list-style-type: none"> Vida útil mediana de 20 a 25 años. Buen rendimiento a medida que aumenta la temperatura de operación respecto a las monocristalinas. <ul style="list-style-type: none"> Son menos costosas que las monocristalinas. Mejor desempeño que las monocristalinas a altas temperaturas ambientales. 	<ul style="list-style-type: none"> Eficiencia baja respecto a las monocristalinas. Sensible a las altas temperaturas. Requiere más espacio para instalar la misma potencia que las monocristalinas.

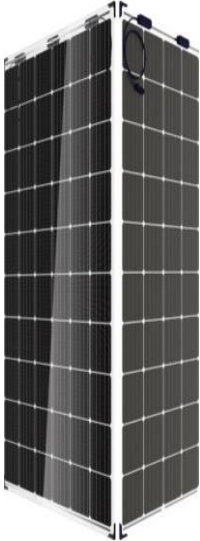
<u>TIPO DE CELDA</u>	<u>ILUSTRACIÓN</u>	<u>EFICIENCIA TÍPICA (%)</u>	<u>VENTAJAS</u>	<u>DESVENTAJAS</u>
Película Delgada (thin-film)		5 - 13	<ul style="list-style-type: none"> Más fácil y barata de producir que las demás tecnologías, esto por medio del apilamiento de capas extremadamente delgadas de materiales fotosensibles en un sustrato como el vidrio, acero inoxidable o plástico. Flexibles, al punto de poder ser usadas para la integración directa en edificaciones. Menos sensibles a las altas temperaturas que las policristalinas. <ul style="list-style-type: none"> Menos costosas que monocristalinas y policristalinas. Existen varios subtipos de tecnología de película delgada como lo son: (1) silicio amorfo (a-Si); el más común con hasta 6% de eficiencia, (2) telurio de cadmio (CdTe); alcanza eficiencias del orden del 18%, (3) selenio-galio indio-cobre (CIGS); alcanza eficiencias de hasta 20% y (4) celdas solares termosensitivas y orgánicas (DSC): que logran eficiencias de hasta 10%. 	<ul style="list-style-type: none"> Vida útil corta de 10 a 15 años. Baja eficiencia en términos generales respecto a las monocristalinas y policristalinas. Los materiales de los que son fabricadas no son tan abundantes y algunos como el cadmio son tóxicos. Requieren más espacio para instalar la misma potencia que las monocristalinas y policristalinas.

<u>TIPO DE CELDA</u>	<u>ILUSTRACIÓN</u>	<u>EFICIENCIA TÍPICA (%)</u>	<u>VENTAJAS</u>	<u>DESVENTAJAS</u>
String ribbon		11-13	<ul style="list-style-type: none"> En su fabricación se utilizan granos cristalinos de silicio, pero no requieren corte en obleas, por lo cual tienen a lucir como policristalinos, pero se ahorra hasta un 50% de material. Puede alcanzar eficiencias similares a la policristalinas. Son la única tecnología certificada como resistente a la corrosión salina por la IEC 61646. 	<ul style="list-style-type: none"> Requieren más espacio para instalar la misma potencia que las demás tecnologías. Su fabricación está detenida debido a que el fabricante está en quiebra.


Anexo I. Comparativo ventajas-desventajas de cada tipo de tecnología de celda solar, elaboración propia, basado en (Smets, Jager, Isabella, Van Swaaij, & Zeman, 2016) (Čotar, 2012) (Amerisolar, 2019) (Businesswire, 2010) (Evergreen Solar, 2009).


ARQUITECTURA	ILUSTRACIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Monofacial full-cell		<ul style="list-style-type: none"> • Son más costo-efectivos que los transparentes por unidad de área ocupada en cualquier locación y más que los bifaciales en latitudes por debajo de 40 ° con bajo factor albedo. • Requieren un ángulo de inclinación menor que los bifaciales. • Requieren menos tratamiento de las condiciones de instalación respecto a los bifaciales, tales como el ángulo de inclinación y azimut óptimo para obtener su mejor rendimiento. • Son menos costosos que los monofaciales half-cut cell, bifaciales y los transparentes. • Al ser instalados en tejados bloquean la luz solar, contribuyendo a la reducción de la temperatura ambiente de la vivienda. • Son menos delicados que los monofaciales half-cut cell y los transparentes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Solo pueden generar energía en el lado frontal. • Solo aprovechan la radiación solar de la orientación norte-sur, y la este-oeste durante las horas antes del mediodía. • Su producción de energía es menor a la de los monofaciales half-cut cell y bifaciales en cualquier latitud, orientación e inclinación. • Son menos resistentes a las condiciones ambientales que los transparentes. • Requieren estructura de soporte adicional para su instalación. • No se pueden integrar directamente en edificaciones. • Tienen una caja de conexiones central ubicada en la parte superior del módulo.
Transparente BIPV		<ul style="list-style-type: none"> • Son capaces de filtrar la luz solar, bloqueando la radiación UV e infrarroja. Sin embargo, permiten el paso de los componentes del rayo de luz útiles para la iluminación y para la fotosíntesis de las plantas. Esto por medio de su arquitectura de cristal recubierta de material encapsulante. • Se pueden integrar directamente en edificaciones sin estructuras de soporte adicionales. Llegando a reemplazar tejados de cristal en pasillos e invernaderos y fachadas de edificios. • Son más resistentes a las condiciones ambientales que los monofaciales half y full cell y los bifaciales. 	<ul style="list-style-type: none"> • Son más delicados que los monofaciales half y full cell y los bifaciales debido a su estructura general en cristal. • Son menos costo-efectivos por unidad de área ocupada que los monofaciales half y full cell y los bifaciales. • Son más costosos que los monofaciales half y full cell y los bifaciales. • Tienen una caja de conexiones central ubicada en la parte superior del módulo.

<u>ARQUITECTURA</u>	<u>ILUSTRACIÓN</u>	<u>VENTAJAS</u>	<u>DESVENTAJAS</u>
Monofacial half-cut cell		<ul style="list-style-type: none"> • Son más costo-efectivos y eficientes que los monofaciales full-cell y los transparentes por unidad de área ocupada en cualquier locación y más que los bifaciales en latitudes menores a 40° con bajo factor albedo. • Mejor respuesta que las demás tecnologías al efecto del sombreado. • Mas resistentes a las condiciones ambientales que los monofaciales full-cell y los bifaciales. • Su producción de energía es mayor que los monofaciales full-cell y los transparentes en cualquier locación. • Al ser instalados en tejados bloquean la luz solar, contribuyendo a la reducción de la temperatura ambiente de la vivienda. <ul style="list-style-type: none"> • Requieren un ángulo de inclinación menor que los bifaciales. • Requieren menos tratamiento de las condiciones de instalación respecto a los bifaciales, tales como el ángulo de inclinación y azimut óptimo para obtener su mejor rendimiento. <ul style="list-style-type: none"> • Son menos costosos que los bifaciales y los transparentes. • Son menos delicados que los transparentes. • Tienen 3 cajas de conexiones pequeñas ubicadas centralmente, con el fin de reducir distancias de conexiones y la temperatura en la caja de conexiones. 	<ul style="list-style-type: none"> • Son más costosos que los monofaciales full-cell. • Solo pueden generar energía en el lado frontal. • Solo aprovechan la radiación solar de la orientación norte-sur, y la este-oeste durante las horas antes del mediodía. • Su producción de energía es menor a la de los bifaciales en cualquier latitud, orientación e inclinación. • Son menos resistentes a las condiciones ambientales que los transparentes. • Requieren estructura de soporte adicional para su instalación. • No se pueden integrar directamente en edificaciones. • Son más delicados que los monofaciales full cell y los bifaciales.

ARQUITECTURA	ILUSTRACIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Bifacial		<ul style="list-style-type: none">• Son capaces de producir energía en ambas caras.• Son más costo-efectivos que los transparentes por unidad de área ocupada en cualquier locación y más que los monofaciales half y full cell en latitudes mayores de 40 °.• Generan 12% más de energía que los monofaciales half y full cell en latitudes inferiores a 65° y un 71% más en latitudes mayores a 65°.• Los módulos bifaciales verticales aprovechan la radiación solar de la orientación norte-sur y este-oeste, llegando a tener 2 picos de generación de potencia; antes y después del mediodía.• Son menos delicados que los transparentes.• Son menos costosos que los transparentes.	<ul style="list-style-type: none">• Requieren un tratamiento más complejo que los monofaciales half y full cell en cuanto a las condiciones de instalación óptima, tales como albedo, altura desde tierra, ángulo de inclinación y azimut.• Requieren un ángulo de inclinación mayor que los monofaciales half y full cell, esto con el fin de aprovechar la radiación de la orientación este-oeste.• El efecto del albedo es más dominante que en los monofaciales half y full cell.• Son menos costo-efectivos que los monofaciales half y full cell en latitudes inferiores a 40 °.• Para obtener su mejor rendimiento se requiere alto albedo y elevación desde tierra.<ul style="list-style-type: none">• Son más costosos que los monofaciales.• Son menos resistentes a las condiciones ambientales que los transparentes.• Requieren estructura de soporte adicional para su instalación.<ul style="list-style-type: none">• No se pueden integrar directamente en edificaciones.• Tienen una caja de conexiones central ubicada en la parte superior del módulo.

Anexo 2. Ventajas y desventajas entre módulos por arquitectura, elaboración propia, basada en (Rodríguez-gallegos et al., 2018) (Ito & Gerritsen, 2016) (Figgis & Abdallah, 2019) (WSP, 2019) (Amerisolar, 2015) (Yangtze Solar Power, 2018) (Gérenton, Eymard, Harrison, Clerc, & Muñoz, 2020) (PV EASY, 2018).

<u>TIPO</u>	<u>ILUSTRACIÓN</u>	<u>VENTAJAS</u>	<u>DESVENTAJAS</u>
<p>AGM (absorbent glass material) VRLA</p>		<ul style="list-style-type: none"> ● Es hermética y su carcasa es rígida, en la cual regularmente se usa retardante a las llamas ABS. ● Tiene sistemas de ventilación segura para permitir la liberación segura de pequeñas cantidades de gas en dirección frontal para evitar la entrada de aire trasero en las celdas. ● Se fabrican de capacidades hasta más de 500 Ah, por lo cual puede reducir el uso de baterías en paralelo. ● La combinación de alta capacidad y uso eficiente del espacio en racks las hace beneficiosa para instalaciones grandes. ● Su resistencia interna es 3 veces menor que las de GEL VRLA ● Cuando la tasa de descarga se incrementa por ejemplo a media hora, tienen mejor rendimiento que las de GEL VRLA. ● Recomendable para aplicaciones de telecomunicaciones, ya que usualmente su tasa de descarga es de 3 horas. ● Requieren un menor tiempo de carga que las de GEL VRLA para suministrar la misma cantidad de corriente. ● Su índice de autodescarga es menos de 2% mensual a 20°C. 	<ul style="list-style-type: none"> ● Solo se fabrican de 12V. ● Son más costosas que las de GEL VRLA ● Al ser instaladas en gabinetes al aire libre requieren acondicionamiento de aire. ● Al ser instaladas en gabinetes interiores requieren gabinetes estándares de más de 19 pulgadas. ● Su tiempo de vida útil es menor que las de GEL VRLA. ● Su volumen electrolítico es menor que el de las de GEL VRLA, resultando en una mayor sensibilidad a las variaciones de temperatura. Por ende, es indispensable mantener una temperatura fresca en su sitio de instalación para su óptima operación. ● Su índice de autodescarga se duplica por cada 10°C que aumenta la temperatura. ● Tienen una menor capacidad de ciclos de operación que las de GEL VRLA.

<u>TIPO</u>	<u>ILUSTRACIÓN</u>	<u>VENTAJAS</u>	<u>DESVENTAJAS</u>
GEL VRLA		<ul style="list-style-type: none"> • Utiliza sellado pilar para garantizar la hermeticidad, permitiendo que las celdas puedan ser instaladas verticales u horizontales. • El sistema de alivio de gases es similar al de las AGM. <ul style="list-style-type: none"> • Son menos costosas que las AGM. • Es recomendable para aplicaciones de baja tasa de descarga, es decir, al menos una hora. • Su tiempo de vida útil es mayor que las AGM, por lo cual pueden ser usadas para sistemas fotovoltaicos. • Es posible remplazar fácilmente las celdas dañadas, evitando la necesidad de recargar con agua. • Recomendable para aplicaciones de telecomunicaciones, ya que usualmente su tasa de descarga es de 3 horas. • Su volumen electrolítico es mayor que el de las AGM, lo que resulta en una menor sensibilidad a las variaciones de temperatura. Sin embargo, es recomendable mantener una temperatura fresca en su sitio de instalación para su óptima operación. • Su índice de autodescarga es menos de 2% mensual a 20°C. • Tienen una mejor capacidad de ciclos de operación que las AGM. 	<ul style="list-style-type: none"> • Solo se fabrican de 12V. • Su resistencia interna es 3 veces mayor que las AGM. • Cuando la tasa de descarga se incrementa por ejemplo a media hora, tienen menor rendimiento que las AGM. • Requieren un mayor tiempo de carga que las AGM para suministrar la misma cantidad de corriente. • Su índice de autodescarga se duplica por cada 10°C que aumenta la temperatura.

Anexo 3. Baterías AGM VRLA vs GEL VRLA, elaboración propia, basada en (Bonduelle & Muneret, 2000) (Tantichanakul, Chailapakul, & Tantavichet, 2011) (Victron Energy, 2014).

<u>SISTEMA DC</u>	<u>CON NEUTRO</u>		<u>SIN NEUTRO</u>	
	TN-S	TN-C y T-T	TN-S	TN-C y T-T
Conductor Positivo	Rojo	Rojo	Rojo	Rojo
Conductor Negativo	Azul	Azul	Blanco	Blanco
Conductor Neutro	Blanco	Blanco	N/A	N/A
Conductor de Tierra de Protección	Verde o Verde- Amarillo	N/A	Verde o Verde- Amarillo	N/A



Anexo 4. Código de colores para conductores fotovoltaicos en Colombia, adaptada de (Ministerio de Minas y Energía, 2013).




<u>CORRIENTE NOMINAL O DE AJUSTE MÁXIMO</u>	<u>SECCIÓN TRANSVERSAL</u>			
<u>DE LA PROTECCIÓN CONTRA</u>	<u>Conductor de Cobre</u>		<u>Conductor de Aluminio / Al + Cobre</u>	
<u>SOBRECORRIENTE (A)</u>	<u>mm²</u>	<u>AWG o kcmil</u>	<u>mm²</u>	<u>AWG o kcmil</u>
15	2,08	14	3,30	12
20	3,30	12	5,25	10
30	5,25	10	8,36	8
40	5,25	10	8,36	8
60	5,25	10	8,36	8
100	8,36	8	13,29	6
200	13,29	6	21,14	4
300	21,14	4	33,62	2
400	26,66	3	42,20	1
500	33,62	2	53,50	1/0
600	42,20	1	67,44	2/0
800	53,50	1/0	85,02	3/0
1000	67,44	2/0	107,21	4/0
1200	85,02	3/0	126,67	250 kcmil
1600	107,21	4/0	177,34	350 kcmil
2000	126,67	250 kcmil	202,68	400 kcmil
2500	177,34	350 kcmil	304,02	600 kcmil
3000	202,68	400 kcmil	304,02	600 kcmil
4000	253,25	500 kcmil	405,36	800 kcmil
5000	354,69	700 kcmil	608,04	1200 kcmil
6000	405,36	800 kcmil	608,04	1200 kcmil

Anexo 5. Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones o equipo, adaptada de (ICONTEC, 1998).

<u>CLASE DE BOMBA</u>	<u>CENTRIFUGA</u>		<u>ROTATORIA</u>	<u>RECIPROCANTE</u>		
<u>TIPO DE BOMBA</u>	Voluta / Difusor	Flujo axial	Tornillo / Engrane	Vapor de acción directa	Doble acción	Tríplex
<u>TIPO DE DESCARGA</u>	Continuo	Continuo	Continuo	Pulsante	Pulsante	Pulsante
<u>TIPO DE LIQUIDO</u>	Limpio, Claro, Sucio, Abrasivo y Líquidos con alto contenido de sólidos.		Viscoso no abrasivo.	Limpio y Claro.		
<u>VARIACIÓN DE LA PRESIÓN DE DESCARGA</u>	De baja a alta		Media	Desde pequeña a la máxima		
<u>POTENCIA DE ENTRADA</u>	Dependiente de la velocidad específica		Aumenta	Aumenta	Aumenta	Aumenta
<u>DEMANDA DE POTENCIA</u>	Dependiente de la velocidad específica		Disminuye	Disminuye	Disminuye	Disminuye

Anexo 6. Características de las bombas, adaptada de (Hicks, 1998).

<u>TIPO DE BOMBA</u>	<u>ILUSTRACIÓN</u>	<u>APLICACIONES</u>
Centrifuga Horizontal		<ul style="list-style-type: none"> • Bombeo de agua limpia. • Movimiento de agua fría. • Acondicionamiento de aire. <ul style="list-style-type: none"> • Refrigeración. • Bombas contra incendios.
De Carcasa Bipartida		<ul style="list-style-type: none"> • Bombeo de grandes cantidades de agua en el orden de los 1800 galones por minuto.

<u>TIPO DE BOMBA</u>	<u>ILUSTRACIÓN</u>	<u>APLICACIONES</u>
Circuladora		<ul style="list-style-type: none"> ● Bombeo de agua caliente para sistemas de recirculación de hoteles, edificios, entre otros.
Autocebante		<ul style="list-style-type: none"> ● Bombeo de agua limpia. ● Bombeo de agua sucia. ● Riego por aspersión ● Desalojo de agua.
De Turbina Vertical		<ul style="list-style-type: none"> ● Sistemas contra incendios de edificios, plantas industriales, aeropuertos, centros comerciales, etc.

Anexo 7. Bombas centrífugas y sus aplicaciones, elaboración propia, basada en (MAYRESA, 2020) (PEDROLLO, 2019) (GRUNDFOS, 2020).

<u>MATERIAL</u>	<u>RUGOSIDAD ABSOLUTA “ε” (mm)</u>
Acero	0,0460
Fundición asfaltada	0,1220
Hierro forjado	0,0500
Hierro fundido	0,2500
Hierro galvanizado	0,1500
Madera ensamblada	0,3050
PVC, Plástico, Cobre, Latón y Vidrio	0,0015

Anexo 8. Rugosidad absoluta de materiales, adaptada de (Sotelo-Ávila, 1994).

<u>TIPO DE</u>	<u>DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)</u>												
<u>ACCESORIO</u>	<u>1/2</u>	<u>3/4</u>	<u>1</u>	<u>1 1/4</u>	<u>1 1/2</u>	<u>2</u>	<u>2 1/2</u>	<u>3</u>	<u>4</u>	<u>6</u>	<u>8-10</u>	<u>12-16</u>	<u>18-24</u>
<u>DE TUBERÍA</u>	<u>Coefficiente K</u>												
Válvula de													
compuerta	0,22	0,2	0,18	0,18	0,15	0,15	0,14	0,14	0,14	0,12	0,11	0,1	0,1
abierta													
Válvula de globo													
abierta	9,2	8,5	7,8	7,5	7,1	6,5	6,1	6,1	5,8	5,1	4,8	4,4	4,1
Válvula de													
retención													
horizontal	2,7	2,5	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2
(check)													
Válvula de													
retención													
horizontal	1,4	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9	0,75	0,7	0,65	0,6
oscilatoria													
(check)													
<u>Válvula de pie de</u>													
<u>disco (de uso)</u>	11,3	10,5	9,7	9,3	8,8	8,0	7,6	7,6	7,1	6,3	5,9	5,5	5
<u>con colador</u>													
<u>Válvula de pie de</u>													
<u>disco con bisagra</u>	2	1,9	1,7	1,7	1,7	1,4	1,4	1,4	1,3	1,1	1,1	1,0	0,9
<u>Codo estándar</u>													
<u>de 90°</u>	0,81	0,75	0,69	0,66	0,63	0,57	0,54	0,54	0,51	0,45	0,42	0,39	0,36
<u>Codo estándar</u>													
<u>de 45°</u>	0,43	0,40	0,37	0,35	0,34	0,30	0,29	0,29	0,27	0,24	0,22	0,21	0,19
<u>Codo estándar</u>													
<u>de 90° de radio</u>	0,43	0,40	0,37	0,35	0,34	0,30	0,29	0,29	0,27	0,24	0,22	0,21	0,19
<u>largo</u>													
<u>Codo estándar</u>													
<u>de 180°</u>	1,35	1,25	1,15	1,10	1,05	0,95	0,9	0,9	0,85	0,75	0,70	0,65	0,60
<u>Curva de 90°</u>	0,54	0,50	0,46	0,44	0,42	0,38	0,36	0,36	0,34	0,30	0,28	0,26	0,24
<u>T en línea (con</u>													
<u>derivación en la</u>													
<u>línea principal y</u>													
<u>lateral cerrada)</u>	0,54	0,50	0,46	0,44	0,42	0,38	0,36	0,36	0,34	0,30	0,28	0,26	0,24

<u>TIPO DE</u>	<u>DIÁMETRO NOMINAL (PULGADAS)</u>												
<u>ACCESORIO</u>	½	¾	1	1 ¼	1 ½	2	2 ½	3	4	6	8-10	12-16	18-24
<u>DE TUBERÍA</u>	<u>Coefficiente K</u>												
<u>T en línea (con</u>													
<u>circulación por</u>	1,62	1,50	1,38	1,32	1,26	1,14	1,08	1,08	1,02	0,90	0,84	0,78	0,72
<u>derivación)</u>													

Anexo 9. Coeficientes K de accesorios de tubería, adaptada de (Ingersoll-Rand, 1984) (Rösch, 2015).

		TEMPERATURA NOMINAL DEL AISLAMIENTO DEL CONDUCTOR					
		60°C	75°C	90°C	60°	75°	90°C
		COBRE			ALUMINIO NETO O RECUBIERTO DE COBRE		
		COBRE					
		Aislamiento del Conductor					
SECCIÓN	CALIBRE	FEPW,	TBS, SA, SS, FEP,			RH, RHW,	TBS, SA, SS, THHN,
TRANSVERSAL	(AWG O	RH, RHW,	FEPB, MI, RHH,			THHW,	THHW, THW-2,
(mm²)	KCMIL)	THHW,	RHW-2, THHN,			THW,	THWN-2, RHH,
		TW, UF	THW,	THHW, THW-2,	TW, UF	THWN,	RHW-2, USE-2, XHH,
			THWN,	THWN-2, USE-2,		XHHW,	XHHW, XHHW-2,
			XHHW,	XHH, XHHW,		USE	ZW-2
			USE, ZW	XHHW-2, ZW-2			
		Capacidad de Conducción de Corriente (A)					
0,82	18	-	-	14	-	-	-
1,31	16	-	-	18	-	-	-
2,08	14	20	20	25	-	-	-
3,30	12	25	25	30	20	20	25
5,25	10	30	35	40	25	30	35
8,36	8	40	50	55	30	40	45
13,29	6	55	65	75	40	50	60
21,14	4	70	85	95	55	65	75
26,66	3	85	100	110	65	75	85
33,62	2	95	115	130	75	90	100
42,20	1	110	130	150	85	100	115
53,50	1/0	125	150	170	100	120	135
67,44	2/0	145	175	195	115	135	150
85,02	3/0	165	200	225	130	155	175
107,21	4/0	195	230	260	150	180	205

		TEMPERATURA NOMINAL DEL AISLAMIENTO DEL CONDUCTOR					
		60°C	75°C	90°C	60°	75°	90°C
		COBRE			ALUMINIO NETO O RECUBIERTO DE COBRE		
		Aislamiento del Conductor					
SECCIÓN	CALIBRE	FEPW,	TBS, SA, SS, FEP,				
TRANSVERSAL	(AWG O	RH, RHW,	FEPB, MI, RHH,			RH, RHW,	TBS, SA, SS, THHN,
(mm²)	KCMIL)	THHW,	RHW-2, THHN,			THHW,	THHW, THW-2,
		TW, UF	THW,	THHW, THW-2,	TW, UF	THW,	THWN-2, RHH,
			THWN,	THWN-2, USE-2,		THWN,	RHW-2, USE-2, XHH,
			XHHW,	XHH, XHHW,		XHHW,	XHHW, XHHW-2,
			USE, ZW	XHHW-2, ZW-2		USE	ZW-2
		Capacidad de Conducción de Corriente (A)					
126,67	250	215	255	290	170	205	230
152,01	300	240	285	320	190	230	255
177,34	350	260	310	350	210	250	280
202,68	400	280	335	380	225	270	305
253,35	500	320	380	430	260	310	350
304,02	600	355	420	475	285	340	385
354,69	700	385	460	520	310	375	420
380,02	750	400	475	535	320	385	435
405,36	800	410	490	555	330	395	450
456,03	900	435	520	585	355	425	480
506,70	1000	455	545	615	375	445	500
633,38	1250	495	590	665	405	485	545
760,05	1500	520	625	705	435	520	585
866,73	1750	545	650	735	455	545	615
1013,40	2000	560	665	750	470	560	630

Anexo 10. Capacidad de corriente permisible en conductores aislados de hasta 2000V nominales de 60°C a 90°C en canalización o directamente enterrados a temperatura ambiente de 30°C, adaptada de (ICONTEC, 1998).

		TEMPERATURA NOMINAL DEL AISLAMIENTO DEL CONDUCTOR					
		60°C	75°C	90°C	60°	75°	90°C
		COBRE		ALUMINIO NETO O RECUBIERTO DE COBRE			
		Aislamiento del Conductor					
SECCIÓN	CALIBRE	FEPW,	TBS, SA, SIS,				
		RH,	FEP, FEPB, MI,			RH, RHW,	TBS, SA, SIS, THHN,
TRANSVERSAL	(AWG O	RHW,	RHH, RHW-2,			THHW,	THHW, THW-2,
(mm²)	KCMIL)	THHW,	THHN, THHW,			THW,	THWN-2, RHH, RHW-
		TW, UF	THW,	THW-2, THWN-	TW, UP	THWN,	2, USE-2, XHH,
			THWN,	2, USE-2, XHH,		XHHW,	XHHW, XHHW-2, ZW-
			XHHW,	XHHW,		USE	2
		ZW	XHHW-2, ZW-2				
		Capacidad de Conducción de Corriente (A)					
0,82	18	-	-	18	-	-	-
1,31	16	-	-	24	-	-	-
2,08	14	25	30	35	-	-	-
3,30	12	30	35	40	25	30	35
5,25	10	40	50	55	35	40	40
8,36	8	60	70	80	45	55	60
13,29	6	80	95	105	60	75	80
21,14	4	105	125	140	80	100	110
26,66	3	120	145	165	95	115	130
33,62	2	140	170	190	110	135	150
42,20	1	165	195	220	130	155	175
53,50	1/0	195	230	260	150	180	205
67,44	2/0	225	265	300	175	210	235
85,02	3/0	260	310	350	200	240	275
107,21	4/0	300	360	405	235	280	315
126,67	250	340	405	455	265	315	355
152,01	300	375	445	505	290	350	395
177,34	350	420	505	570	330	395	445
202,68	400	455	545	615	355	425	480
253,35	500	515	620	700	405	485	545
304,02	600	575	690	780	455	540	615
354,69	700	630	755	855	500	595	675
380,02	750	655	785	855	515	620	700
405,36	800	680	815	920	535	645	725

		TEMPERATURA NOMINAL DEL AISLAMIENTO DEL CONDUCTOR					
		60°C	75°C	90°C	60°	75°	90°C
		COBRE			ALUMINIO NETO O RECUBIERTO DE COBRE		
		Aislamiento del Conductor					
SECCIÓN	CALIBRE	FEPW,	TBS, SA, SIS,				
		RH,	FEP, FEPB, MI,		RH, RHW,	TBS, SA, SIS, THHN,	
TRANSVERSAL	(AWG O	RHW,	RHH, RHW-2,		THHW,	THHW, THW-2,	
(mm ²)	KCMIL)	THHW,	THHN, THHW,		THW,	THWN-2, RHH, RHW-	
		TW, UF	THW,	THW-2, THWN-	TW, UP	THWN,	2, USE-2, XHH,
			THWN,	2, USE-2, XHH,		XHHW,	XHHW, XHHW-2, ZW-
			XHHW,	XHHW,		USE	2
			ZW	XHHW-2, ZW-2			
		Capacidad de Conducción de Corriente (A)					
456,03	900	730	870	985	580	700	785
506,70	1000	780	935	1055	625	750	845
633,38	1250	890	1065	1200	710	855	960
760,05	1500	980	1175	1325	795	950	1075
866,73	1750	1070	1280	1445	875	1050	1185
1013,40	2000	1155	1385	1560	960	1150	1135

Anexo 11. Capacidad de corriente permisible en conductores sencillos aislados de hasta 2000V nominales de 60°C a 90°C al aire libre a temperatura ambiente de 30°C, adaptada de (ICONTEC, 1998).

TEMPERATURA NOMINAL DEL AISLAMIENTO DEL CONDUCTOR			
TEMPERATURA AMBIENTE (°C)	60°C	75°C	90°C
FACTOR DE CORRECCIÓN			
21-25	1,08	1,05	1,04
26-30	1,00	1,00	1,00
31-35	0,91	0,94	0,96
36-40	0,82	0,88	0,91
41-45	0,71	0,82	0,87
46-50	0,58	0,75	0,82
51-55	0,41	0,67	0,76
56-60	-	0,58	0,71
61-70	-	0,33	0,58
71-80	-	-	0,41

Anexo 12. Factores de corrección para temperaturas ambiente diferentes a 30°C conductores AC, adaptada de (ICONTEC, 1998).

<u>TEMPERATURA AMBIENTE (°C)</u>	<u>TEMPERATURA NOMINAL DEL AISLAMIENTO DEL CONDUCTOR</u>			
	<u>60°C</u>	<u>75°C</u>	<u>90°C</u>	<u>105°C</u>
	<u>FACTOR DE CORRECCIÓN</u>			
30	1,00	1,00	1,00	1,00
31-35	0,91	0,94	0,96	0,97
36-40	0,82	0,88	0,91	0,93
41-45	0,71	0,82	0,87	0,89
46-50	0,58	0,75	0,82	0,86
51-55	0,41	0,67	0,76	0,82
56-60	-	0,58	0,71	0,77
61-70	-	0,33	0,58	0,68
71-80	-	-	0,41	0,58

Anexo 13. Factores de corrección para conductores de sistemas fotovoltaicos. adaptada de (ICONTEC, 1998).

<u>APLICACIÓN</u>	<u>MÁXIMA RESISTENCIA ADMISIBLE (Ω)</u>
Estructuras o torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1
Subestaciones de media tensión	10
Protección contra rayos	10
Punto neutro de acometida en baja tensión	25
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10

Anexo 14. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra según la aplicación, adaptada de (Ministerio de Minas y Energía, 2013).

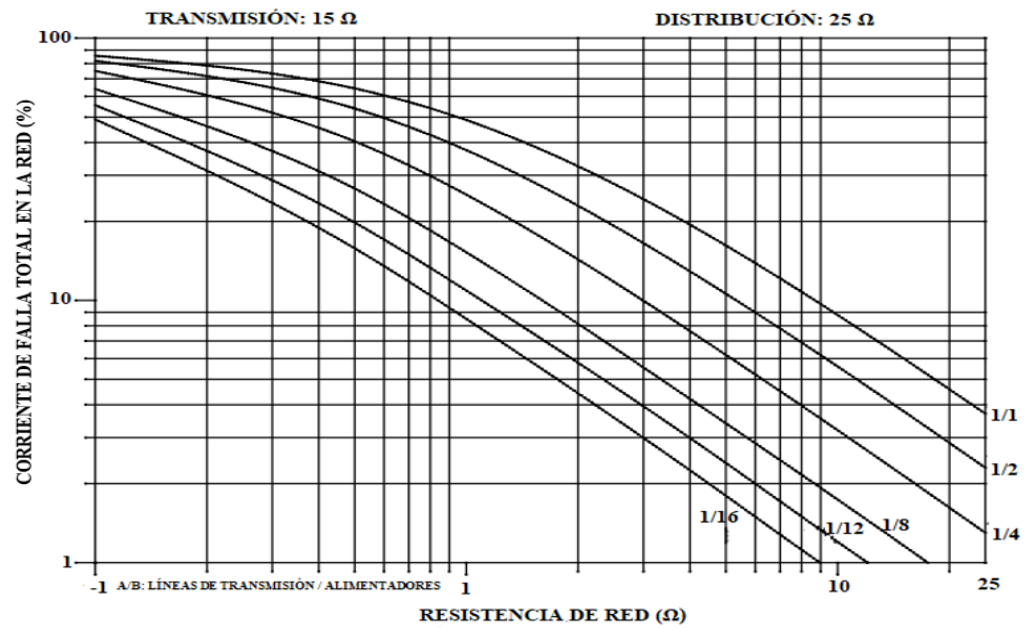
<u>MATERIAL</u>	<u>CONDUCTIVIDAD (%)</u>	<u>TEMPERATURA DE FUSIÓN "Tm" (°C)</u>	<u>CONSTANTE "Kp"</u>
Cobre suave	100	1083	7
Cobre duro cuando se usa soldadura exotérmica	97	1084	7,06
Cobre duro cuando se usa conector mecánico	97	250	11,78
Alambre de acero recubierto de cobre	40	1084	10,45
Alambre de acero recubierto de cobre	30	1084	14,64

<u>MATERIAL</u>	<u>CONDUCTIVIDAD (%)</u>	<u>TEMPERATURA DE FUSIÓN “T_m” (°C)</u>	<u>CONSTANTE “K_f”</u>
Varilla de acero recubierta de cobre	20	1084	14,64
Aluminio grado EC	61	657	12,12
Aleación de aluminio 5005	53,5	652	12,41
Aleación de aluminio 6201	52,5	654	12,47
Alambre de acero recubierto de aluminio	20,3	657	17,2
Acero 1020	10,8	1510	15,95
Varilla de acero recubierta de acero inoxidable	9,8	1400	14,72
Varilla de acero galvanizado	8,5	419	28,96
Acero inoxidable 304	2,4	1400	30,05

Anexo 15. Constantes K_f de materiales, adaptada de (IEEE Power Engineering Society, 2000) (Ministerio de Minas y Energía, 2013).

<u>MÁXIMA TENSIÓN DE CONTACTO ADMISIBLE PARA PERSONAS CON EPP (V)</u>	<u>MÁXIMA TENSIÓN DE CONTACTO ADMISIBLE PARA PERSONAS SIN EPP (V)</u>	<u>TIEMPO DE DESPEJE DE FALLA “t_c”</u>
82	50	> 2s
116	55	1s
138	70	700ms
164	80	500ms
183	130	400ms
211	200	300ms
259	270	200ms
299	300	150ms
366	320	100ms
518	345	50ms

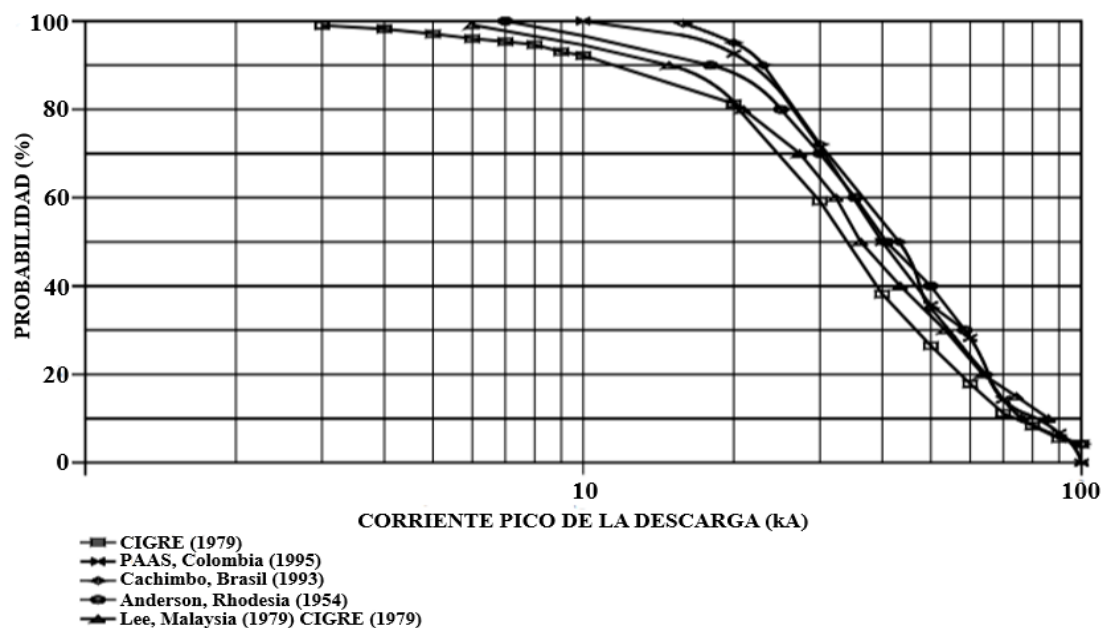
Anexo 16. Máxima tensión de contacto en relación con el tiempo de despeje de falla, adaptada de (Ministerio de Minas y Energía, 2013).



Anexo 17. Curva de valor aproximado de factor de división de corriente en malla a tierra, adaptada de (IEEE Power Engineering Society, 2000).

LOCACIÓN	DDT PROMEDIO	LOCACIÓN	DDT PROMEDIO
Armenia	2	Medellín	1
Barrancabermeja	7	Montería	2
Barranquilla	1	Neiva	1
Bogotá	1	Ocaña	2
Bucaramanga	1	Pasto	1
Cali	1	Pereira	4
Cartagena	2	Popayán	1
Corozal	3	Quibdó	9
Cúcuta	1	Remedios	12
El Bagre	12	Riohacha	2
El Banco	10	Samaná	9
Girardot	5	Santa Marta	2
Ibagué	2	Tumaco	1
Ipiales	1	Turbo	5
Magangué	5	Valledupar	2
Manizales	2	Villavicencio	1

Anexo 18. Densidad de descargas a tierra en Colombia, adaptada de (ICONTEC, 2008a).



Anexo 19. Curva de probabilidad de descarga a tierra entre países ubicados en zonas templadas y tropicales, adaptada de (ICONTEC, 2008a).

<u>DDT (Descargas / km² / año)</u>	<u>CORRIENTE PICO ABSOLUTA PROMEDIO (kA)</u>		
	$40 \leq I_{ab}$	$20 \leq I_{ab} < 40$	$I_{ab} < 20$
$30 \leq DDT$	SEVERO	SEVERO	ALTO
$15 \leq DDT < 30$	SEVERO	ALTO	ALTO
$5 \leq DDT < 15$	ALTO	MEDIO	MEDIO
$DDT < 5$	MEDIO	BAJO	BAJO

Anexo 20. Nivel de exposición al rayo, adaptada de (ICONTEC, 2004).

<u>CLASE DE ESTRUCTURA</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>INDICADOR "Iuso"</u>
A	Teatros, centros educativos, iglesias, supermercados, centros comerciales, áreas deportivas al aire libre, parques de diversiones, aeropuertos, hospitales, cárceles.	40
B	Edificios de oficinas, hoteles, viviendas, grandes industrias, áreas deportivas cubiertas.	30
C	Pequeñas y medianas industrias, museos, bibliotecas, sitios históricos y arqueológicos.	20
D	Estructuras no habitadas.	0

Anexo 21. Subindicador de uso de la estructura, adaptada de (ICONTEC, 2004).

<u>TIPO DE ESTRUCTURA</u>	<u>INDICADOR "IT"</u>
No Metálica	40
Mixta	20
Metálica	0

Anexo 22. Subindicador de tipo de estructura, adaptada de (ICONTEC, 2004).

<u>ALTURA Y ÁREA DE LA ESTRUCTURA</u>	<u>INDICADOR "Iaa"</u>
<u>Área < 900 m²</u>	
Altura < 25 m	5
Altura ≥ 25 m	20
<u>Área ≥ 900 m²</u>	
Altura < 25 m	10
Altura ≥ 25 m	20

Anexo 23. Subindicador de área y altura de la estructura, adaptada de (ICONTEC, 2004).

<u>INDICADOR DE GRAVEDAD "IG"</u>	<u>NIVEL DE GRAVEDAD</u>
0 a 35	Leve
36 a 50	Baja
51 a 65	Media
66 a 80	Alta
81 a 100	Severa

Anexo 24. Indicador de gravedad, adaptada de (ICONTEC, 2004).

<u>GRAVEDAD</u>	<u>SEVERA</u>	<u>ALTA</u>	<u>MEDIA</u>	<u>BAJA</u>	<u>LEVE</u>
<u>EXPOSICIÓN</u>					
Severo	ALTO	ALTO	ALTO	MEDIO	MEDIO
Alto	ALTO	ALTO	MEDIO	MEDIO	BAJO
Medio	ALTO	MEDIO	MEDIO	BAJO	BAJO
Bajo	MEDIO	MEDIO	BAJO	BAJO	BAJO

Anexo 25. Matriz de nivel de riesgo, adaptada de (ICONTEC, 2004).

<u>NIVEL DE RIESGO</u>	<u>ACCIONES RECOMENDADAS</u>
BAJO	SPI para acometidas aéreas
	Cableados y SPT según NTC 2050 e IEEE 1100
	SPI
MEDIO	Cableados y SPT según NTC 2050 e IEEE 1100
	SPE
	SPI
ALTO	Cableados y SPT según NTC 2050 e IEEE 1100
	SPE
	Plan de prevención y contingencia

Anexo 26. Acciones recomendadas según el nivel de riesgo, adaptada de (ICONTEC, 2004).

<u>PARAMETRO</u>	<u>NIVEL DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS “NPR”</u>			
	I	II	III	IV
Corriente pico mínima “ I_{pk} ” (kA)	17	21	26	30
Radio de esfera rodante “ R_{sc} ” (m)	35	40	50	55

Anexo 27. Parámetros del rayo en relación al radio de la esfera rodante, adaptada de (ICONTEC, 2008a).

<u>TIPO DE</u>	<u>MATERIAL</u>	<u>DIÁMETRO</u>	<u>ESPESOR</u>	<u>CALIBRE</u>	<u>ANCHO (mm)</u>
<u>TERMINAL</u>		<u>MÍNIMO (mm)</u>	<u>MÍNIMO (mm)</u>	<u>MÍNIMO (AWG)</u>	
VARILLA	Acero	8	N/A	N/A	N/A
	Bronce	8	N/A	N/A	N/A
	Cobre	9,6	N/A	N/A	N/A
CABLE	Acero	8	N/A	N/A	N/A
	Cobre	7,2	N/A	2	N/A
TUBO	Bronce	15,9	4	N/A	N/A
	Cobre	15,9	4	N/A	N/A
	Acero	N/A	4	N/A	12,7
LAMINAS	Cobre	N/A	4	N/A	12,7
	Hierro	N/A	5	N/A	12,7

Anexo 28. Características para los terminales de captación de sistemas de apantallamiento, adaptada de (ICONTEC, 2004).

<u>ALTURA DE LA ESTRUCTURA</u>	<u>NÚMERO MÍNIMO DE BAJANTES</u>	<u>CALIBRE MÍNIMO DEL CONDUCTOR (AWG)</u>	
		<u>COBRE</u>	<u>ALUMINIO</u>
Menor a 25m	2	2	1/0
Mayor a 25m	4	1/0	2/0

Anexo 29. Requerimientos para los bajantes del sistema de apantallamiento, adaptada de (ICONTEC, 2004).

<u>TIPO DE ELECTRODO</u>	<u>MATERIALES</u>	<u>DIMENSIONES MÍNIMAS</u>			
		<u>Diámetro</u>	<u>Área</u>	<u>Espesor</u>	<u>Recubrimiento</u>
		(mm)	(mm ²)	(mm)	(≠ m)
Varilla	Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre	14	-	-	250
	Acero galvanizado en caliente	16	-	-	70
	Acero inoxidable	10	-	-	-
	Cobre	12,7	-	-	-
Tubo	Acero galvanizado en caliente	25	-	2	55
	Acero inoxidable	25	-	2	-
	Cobre	20	-	2	-
Fleje	Acero inoxidable	-	90	3	-
	Cobre	-	50	2	-
	Cobre cincado	-	50	2	40
Cable	Cobre	1,8 / hilo	25	-	-
	Cobre estañado	1,8 / hilo	25	-	-
Placa	Acero inoxidable	-	20000	6	-
	Cobre	-	20000	1,5	-

Anexo 30. Características de los electrodos, adaptada de (ICONTEC, 2004).